

**ÓPTIMA COMPENSACIÓN DE LA POTENCIA REACTIVA EN REDES DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA BASADO EN SIMULATED ANNEALING**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
ÓPTIMA COMPENSACIÓN DE LA POTENCIA REACTIVA EN REDES DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA BASADO EN SIMULATED ANNEALING**

**AUTOR:
JORGE ANDRÉS ROJAS GÓMEZ**

**DIRECTOR:
ALEXANDER ÁGUILA TÉLLEZ**

Quito, mayo del 2017

Jorge Andrés Rojas Gómez

ÓPTIMA COMPENSACIÓN DE LA POTENCIA REACTIVA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA BASADO EN SIMULATED ANNEALING

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2017

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña de autores e información de contacto:



Andrés Rojas (A'1991-M'06), nació en Quito, Ecuador. Bachiller con especialidad en Electricidad en el Instituto Tecnológico Central Técnico, Ecuador 2009. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se enfoca en el estudio de algoritmos matemáticos orientados a la optimización de redes de distribución para la óptima compensación de la potencia reactiva con simulated annealing.

jrojasgo@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alexander Águila (A'1981-M'09) recibió el título de Ingeniero Eléctrico y el de Máster en Eficiencia Energética en los años 2005 y 2010 respectivamente. Actualmente se encuentra estudiando para obtener su título de Doctor en Ingeniería en la Universidad Pontificia Bolivariana - Colombia-Medellín, es miembro del Grupo de Investigación GIREI. Sus principales intereses de investigación incluyen la compensación VOLT-VAR en redes de distribución eléctrica, redes inteligentes, minimización de pérdidas de energía, las energías renovables y la eficiencia energética. Es profesor investigador de la Universidad Politécnica Salesiana- Ecuador.

aaguila@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

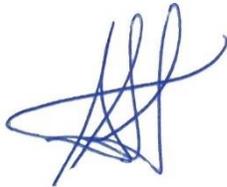
2017 Universidad Politécnica Salesiana

Quito – Ecuador

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Alexander Águila Téllez declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación (*ÓPTIMA COMPENSACIÓN DE LA POTENCIA REACTIVA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA BASADO EN SIMULATED ANNEALING*) realizado por (Jorge Andrés Rojas Gómez), obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, mayo del 2017



.....
Alexander Águila Téllez

Cédula de identidad: 1755983184

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, JORGE ANDRÉS ROJAS GÓMEZ , con documento de identificación N° 172342905-4, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “ÓPTIMA COMPENSACIÓN DE LA POTENCIA REACTIVA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA BASADO EN SIMULATED ANNEALING ”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: INGENIERO ELÉCTRICO, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



.....
Nombre: Jorge Andrés Rojas Gómez

Cédula: 172342905-4

Fecha: Quito, mayo del 2017

INDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN	2
1.1. Antecedentes	3
1.2. Metodologías de ubicación y tamaño del banco de capacitores	4
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivo general	4
1.3.2. Objetivo específico.....	4
2. METODOLOGÍA.....	4
2.1. Implementación del Algoritmo Simulated Annealing	4
3. FORMULACIÓN DE PROBLEMA	5
3.1. Límites de Voltaje	6
3.2. Factor de potencia	6
3.3. Costo del banco de Capacitores	6
3.4. Pseudocódigo	7
3.5. Análisis de pérdidas de potencia activa en las líneas de distribución eléctrica	8
3.5.1. Pérdidas Técnica	8
4. RESULTADOS ESPERADOS.....	8
4.1. Descripción del sistema de 30 barras de la IEEE	8
4.2. Análisis de la implementación de banco de capacitores	8
4.2.1. Análisis con 1 capacitor	9
4.2.2. Análisis con 2 capacitor	10
4.2.3. Análisis con 3 capacitor	11
4.2.4. Análisis con 4 capacitor	12
4.3. Mejor escenario y comparación de resultados	13
5. CONCLUSIONES	14
6. REFERENCIAS.....	15
6.1. ESTADO DEL ARTE.....	18
7. Materiales adicionales.....	21
7.1. Anexo 1	21
7.2. Anexo 2	21

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Compensación de la potencia reactiva en diferentes tipos de cargas	3
Figura 2. Evolución del algoritmo con 1 capacitor	9
Figura 3. Curva de las pérdidas de potencia activa totales con 1 capacitor	10
Figura 4. Sistema compensado vs no compensado con 1 capacitor.....	10
Figura 5. Sistema de 30 barras con la ubicación de 1 banco de compensación.....	10
Figura 6. Evolución del algoritmo con 2 capacitores.....	10
Figura 7. Curva de las pérdidas de potencia totales con 2 capacitores	11
Figura 8. Sistema compensado vs no compensado con 2 capacitores	11
Figura 9. Potencia activa de sistema de 9 barras.....	11
Figura 10. Evolución del algoritmo con 3 capacitores.....	11
Figura 11. Curva de las pérdidas de potencia activa totales con 3 capacitores.....	12
Figura 12. Sistema compensado vs no compensado con 3 capacitos	12
Figura 13. Sistema de 30 barras para 3 bancos de compensación	12
Figura 14. Evolución del algoritmo con 4 capacitores.....	12
Figura 15. Curva de las pérdidas de potencia activa totales con 4 capacitores.....	13
Figura 16. Sistema compensado vs no compensado con 4 capacitores	13
Figura 17. Sistema de 30 barras para 4 bancos de compensación	13
Figura 18. Comparación de los 4 escenarios compensados	14
Figura 19. Comparación del sistema compensado y no compensado para 3 capacitores	14
Figura 20. Diagrama Unifilar del sistema de 30 barras de la IEEE	21

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Valores de flujo netos para 10 años.....	7
Tabla 2. Algoritmo de ubicación y dimensionamiento óptimo de los capacitores.....	7
Tabla 3. Indicadores del Estado del Arte	18

ÓPTIMA COMPENSACIÓN DE LA POTENCIA REACTIVA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA BASADO EN SIMULATED ANNEALING

Resumen

En el presente documento se desarrolló un análisis de la ubicación óptima de elementos de compensación reactiva en redes de distribución eléctrica mediante un modelo matemático, el cual tiene la capacidad de solucionar la problemática de bajos niveles de voltaje y grandes pérdidas de potencia activa, para lo cual se propuso una metodología con la implementación del algoritmo de Simulated Annealing, programado en la plataforma matemática de Matlab, este algoritmo resolvió la localización y dimensionamiento óptimo de los bancos de capacitores. Este modelo consideró tanto el aspecto técnico como el económico, para su implementación se utilizó el sistema de 30 barras de la IEEE y la herramienta de Matpower para correr el flujo de potencia y nos permitió obtener todos los datos del sistema inicial. El algoritmo tiene la capacidad de minimizar las pérdidas de potencia activa en el sistema, mejorando los perfiles de voltaje y por consiguiente la confiabilidad del sistema.

Abstract

In this paper an analysis of the optimum location of reactive compensation elements in electrical distribution networks was developed using a mathematical model, which has the capacity to solve the problem of low voltage levels and large active power losses. Which proposed a methodology with the implementation of the Simulated Annealing algorithm, programmed in Matlab mathematical platform, this algorithm solved the location and optimal dimensioning of capacitor banks. This model considered both the technical and the economic aspects. For its implementation, the IEEE 30-bus system and the Matpower tool were used to run the power flow and obtain all the data from the initial system. On the other hand, the algorithm has the capacity to minimize the active power losses in the system, improving the voltage profiles and consequently the reliability of the system.

Keywords: Static Var compensators, voltage fluctuations, optimization, reactive power, simulated annealing.

Palabras Clave: Compensadores estáticos Var, fluctuaciones de voltaje, optimización, potencia reactiva, recocido simulado.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

El presente estudio se enfocará en las redes de distribución eléctrica, las empresas que distribuyen la energía eléctrica están regidas a regulaciones para mejorar la calidad de servicio y tienen la obligación de prestar el servicio con índices de calidad y de forma continua, las cuales están establecidas en estas regulaciones por lo que, sin la energía eléctrica, no se podría tener un progreso tecnológico, económico y social del planeta, la energía eléctrica es generada el momento que se necesite, para su distribución es necesario que sus etapas del sistema eléctrico de potencia, tengan la capacidad de satisfacer las necesidades del consumidor en cuestión de seguridad y confiabilidad[1]–[3].

La red de un sistema eléctrico de potencia, comprende cuatro etapas principales: generación, transmisión, distribución y carga. La distribución es la parte final para suministrar de energía eléctrica de los sistemas de transmisión a los consumidores[4].

A lo largo de la historia se ha tenido mucho conflicto con la compensación de la potencia reactiva y esta es generada por las cargas dinámicas que se tiene a lo largo de las redes de distribución que son de tipo radial. La energía eléctrica se disipa cíclicamente en los sistemas de energía, por la resistencia eléctrica en líneas de transmisión y distribución. En el sistema de distribución las pérdidas totales están alrededor del 70% por lo que, en esta etapa, alrededor del 13% de la potencia generada se considera como pérdidas óhmicas. En las condiciones de los circuitos eléctricos, en los cuales se instalan más cargas de tipo no-lineal, se tiene que tomar en cuenta la distorsión ocasionada por los armónicos de las cargas de este tipo y la probabilidad que

los componentes inductivos entren en resonancia, así como los bancos de capacitores del circuito eléctrico[5]–[7].

Para el tema planteado se guiará la planificación en base a costos mínimos de la implementación de los bancos, en cuestión de ubicaciones y dimensiones.

Para lo que nuestro enfoque principal se basará en la ubicación adecuada de los elementos de compensación reactiva.

Los bancos de capacitores en derivación se implementan en redes de distribución para minimizar las pérdidas de potencia activa, mejorar los niveles de voltaje, compensar los reactivos y elevar el factor de potencia[8].

De todas las magnitudes, la potencia reactiva es la principal para disminuir la calidad de la forma de onda, por lo que se necesita la compensación de reactivos para satisfacer las cargas de tipo inductivo y reactivo, teniendo en cuenta que la mayoría de cargas son inductivas por lo que se requiere una compensación, esta tiene un rol significativo en la planificación de un Sistema Eléctrico. Su principal objetivo es la ubicación óptima de los elementos de compensación, asegurar que se tenga un nivel de voltaje propicio y reducir el costo económico de la compensación[9]–[10].

La transmisión de reactivos puede emplearse eficazmente para mantener niveles de voltaje tolerables en todo el sistema y para minimizar las pérdidas de potencia activa total. Sin embargo, los límites de seguridad, pueden incrementarse para acortar la posibilidad de colapso del voltaje, suministrando la cantidad suficiente de reactivos[11].

La compensación se realiza en la carga como se puede apreciar en la Figura 1.

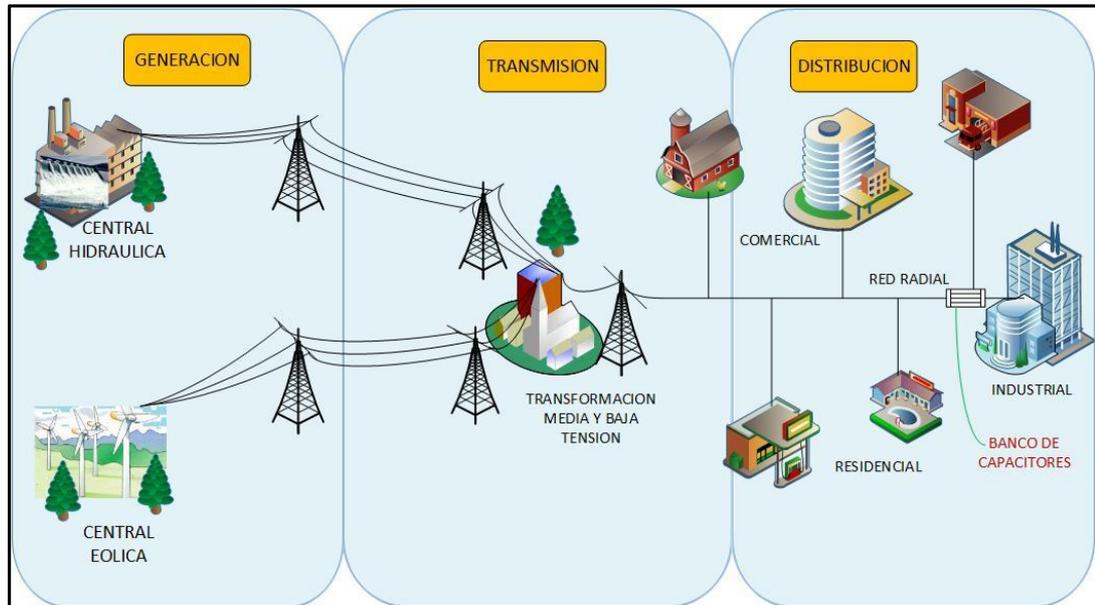


Figura 1 Compensación de potencia reactiva en diferentes tipos de cargas.

Un prototipo debe incorporar las fuentes de corriente o voltaje armónicas, y también las respectivas impedancias o admitancias. El mayor problema de este planteamiento es que la admitancia equivalente cambia con el circuito de funcionamiento, por la esencia no lineal de la carga. El modelo de planificación apropiado tiene que adaptarse para la implementación del banco de condensadores en derivación y elementos de la dirección general de la red de distribución, para obtener un mayor provecho constructivo. La instalación de los condensadores en lugares no idóneos con la dimensión incorrecta, nos llevara a resultados negativos como: el incremento de la potencia reactiva, reducción de la fiabilidad e inestabilidad de la tensión del sistema eléctrico de potencia, por lo que las pérdidas de potencia activa en una red radial de distribución, se reducirán si compensamos todas las cargas de potencia reactiva [12]–[14].

Para lo que, se implementará la búsqueda de soluciones aproximadas mediante el algoritmo de SA en base a esto, con el motivo de reducir el área grande de búsqueda necesario por

métodos numéricos, varios autores han propuesto modelos heurísticos para conseguir respuestas muy cercanas a lo óptimo, para el problema de la ubicación del capacitor, matemáticamente se puede expresar como un problema de optimización no lineal, donde la función objetivo se basa en reducir las pérdidas de potencia reactiva y los costos de implementación. Las principales restricciones son de carga en cada barra y operativas como nivel de voltaje y magnitudes de corriente en cada punto y rama de alimentación durante los distintos niveles de carga. [6]–[15].

En la literatura, encontramos algunas funciones objetivas recomendadas para la problemática de la ubicación óptima de condensadores y se han empleado varias metodologías de optimización para solucionarlo. Las funciones objetivo descritos son para minimizar pérdidas de potencia activa, reducir los costos de implementación de condensadores, elevar los voltajes, mejorar la estabilidad de la red eléctrica, entre otros [8].

Por consiguiente, el artículo enfocara su análisis en restricciones de voltaje,

factor de potencia y costos de implementación.

Para el problema, la cantidad, el lugar, y la dimensión del banco de condensadores se determinará de tal forma que los costos de implementación y las pérdidas de potencia activa de los bancos de compensación de reactivos se reduzcan sin violentar las restricciones operativas[8].

1.2 Metodologías de Ubicación y Tamaño del Banco de Capacitores.

Visto de una manera matemática, el ejercicio planteado cambia a un ejercicio de programación no lineal, con una combinación de variables (continuas y discretas), por consiguiente, las medidas de tensión de nodo y la pérdida de potencia activa en las ramas del sistema de distribución, son empleadas como indicadores para determinar la colocación y el dimensionamiento de los capacitores, por la mayoría de los métodos de solución[10]-[16].

La ubicación de condensadores en derivación es un procedimiento habitual para mejorar la productividad de los sistemas de distribución. Metodologías analíticas, programación matemática, heurísticas y algunos otros procedimientos se han realizado para solucionar la problemática. En los últimos años los métodos de inteligencia artificial han sido probados como los de mejor solución, entre algunos podemos nombrar a métodos evolutivos como el algoritmo genético, enjambre de partículas, colonia de hormigas. Una de las principales desventajas de estos métodos es que se encierran en óptimos locales y no llegan a tener soluciones óptimas globales. Un algoritmo que llega a tener óptimos locales es el algoritmo greedy, un

algoritmo voraz que es un tipo de programación meta-heurística, resolviendo los problemas en un óptimo local por etapas para poder terminar con una incertidumbre de encontrar un óptimo global. Con la finalidad de evitar todos estos inconvenientes se aplica el método de Simulated Annealing un poderoso método de optimización estocástica que suele llegar a una solución óptima global. Realiza una localización de un óptimo global de una función dada, en un gran espacio de búsqueda. Una desventaja del SA, es que para llegar a un óptimo global necesita un mayor tiempo de CPU[11]-[16]-[17]-[18].

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Analizar la implementación de reactivos mediante el algoritmo de SA, a partir de la adecuada selección y ubicación de dispositivos compensadores a mínimo costo, para lograr minimizar las pérdidas de potencia activa y mejorar los perfiles de voltaje en Redes de Distribución Eléctrica.

1.3.2 Objetivos específicos

- Verificar los voltajes en las barras analizando los diferentes escenarios planteados en la optimización.
- Establecer el mejor escenario de compensación analizando las pérdidas de potencia para el sistema planteado.
- Determinar la mejor ubicación y dimensionamiento del banco de capacitores para los diferentes escenarios.

2. METODOLOGÍA

2.1 Implementación del Algoritmo Simulated Annealing

En esencia, la ubicación óptima del capacitor es un problema de optimización combinada que precisa una metodología de optimización mayor para ser solucionado eficazmente. Las metodologías de optimización implementadas para resolver este tipo de problemas se pueden clasificar en cuatro categorías: método analítico, programación numérica, heurística y técnicas de inteligencia artificial[8].

Para la solución de óptima compensación de la potencia reactiva se utilizó el SA es un procedimiento matemático que emplea la idea de recocido físico, el cual es un tratamiento térmico para ablandar un metal con la finalidad de alterar las propiedades físicas del mismo. Este proceso comienza calentando el metal, disminuyendo la temperatura pausadamente para descartar posibles defectos, para conseguir la reducción de energía del sistema. En cada iteración del SA, se genera una nueva población y serán aceptadas las que otorguen una mejor solución, para asegurarse de no tener varias soluciones en un óptimo local, aquellas poblaciones que no mejoran la solución, son seleccionadas con una cierta probabilidad. Esta probabilidad nos permite que el SA busque óptimos globales con mejores soluciones.[19].

El algoritmo de SA padece de convergencia lenta cuando comienza la búsqueda, posee débil capacidad de búsqueda local y puede dar como resultado respuestas en mínimos locales. Es una heurística de probabilidades para el ejercicio de solución óptima combinatoria de ubicar una considerable estimación para una solución óptima global de una función objetivo en un área de búsqueda. Para algunos ejercicios, el SA puede ser más fiable que la enumeración exhaustiva en

vez de la respuesta más selecta posible[7]-[18].

Gerald Paul [20] indicó que, para una serie de ocurrencias de diferentes tipos de problemas, el SA funciona de mejor manera para objetivos de gran dimensión.

El SA comienza con un grupo de datos arbitrarios para una población generada, con una temperatura inicial. Por consiguiente, el planteamiento puede generar una serie de vías de búsqueda diferentes, tratando de localizar mejores respuestas paralelamente. El SA, se emplea para guiar estas vías de búsqueda cuando aumentan en el espacio de búsqueda[11].

3. FORMULACION DEL PROBLEMA

El problema es determinar el mejor tamaño y ubicación del condensador, así como el ahorro neto debido a la instalación del condensador en un sistema de distribución radial con múltiples fuentes armónicas distribuidas a lo largo del mismo utilizando varias ecuaciones como la principal que es la de pérdidas.

El diagrama es del sistema de distribución radial de 30 barras que se utilizara en este artículo. La técnica de minimización de pérdidas utilizada se apoya en una función objetivo que toma a consideración los ahorros en la reducción de potencia activa como en costos de la implementación de los capacitores[21].

Para cumplir con la función objetivo se utilizara la planteada en [22]:

$$\sum_{i=1}^n P_{loss} = I_i^2 * Ri \quad (1)$$

Donde:

n = número de barras del sistema.

I^2 = corriente en la barra i .

Ri = resistencia en la barra i .

La finalidad de la implementación de bancos de capacitores es elevar los voltajes de los nodos y minimizar las pérdidas. Por lo que la potencia reactiva es el responsable directo en la caída de tensión en el sistema de potencia y asimismo por las elevadas pérdidas de potencia activa[16].

3.1 Límites de Voltaje.

La restricción de voltaje en [P.U.] para redes de distribución eléctrica se asumirán los siguientes límites de voltaje[23].

$$0.95 \leq V_{nom} \leq 1.05 \quad (2)$$

Comúnmente, las tendencias de optimización de reactivos reducen la pérdida de potencia activa incrementando la tensión a su límite superior, lo que no es permitido en la práctica por la constante variación de las cargas y tensiones de nodo de fuente. Si las limitaciones de tensión son manejadas como restricciones rígidas, es decir, no se acepta violaciones de tensión. Por lo general es muy complicado encontrar un resultado aceptable, fundamentalmente cuando se considera de dos a tres limitaciones de funcionamiento del sistema eléctrico. Por consiguiente, las restricciones de los niveles de voltaje se pueden considerar como una función objetivo mediante la implementación de una función de pertenencia para calificar la elección de tensión de cada nodo y perfiles de tensión.

La inestabilidad de tensión es frecuente en las redes de distribución eléctrica debido a las impedancias inestables, cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas no balanceadas. El desequilibrio incorpora magnitudes de voltaje desiguales a la frecuencia del sistema, desviación del ángulo de fase y niveles desiguales entre las fases. De acuerdo al estudio de los componentes simétricos, un circuito no equilibrado

puede descomponerse en tres circuitos equilibrados, los cuales son: secuencia positiva, negativa y secuencia cero, el desbalance de voltaje se determina, empleando el método de las componentes simétricas, que se relaciona entre las componentes de secuencia negativa y secuencia positiva, expresado el resultado en porcentaje, como lo establecido en la norma IEEE 1159 -1995, concluyendo que para determinar el nivel de desbalance del sistema eléctrico se tiene que utilizar las componentes de secuencia del sistema[14]-[24]-[25].

3.2 Factor de Potencia

El factor de potencia tiene mayor incidencia en el porcentaje de pérdidas de potencia activa y la regulación de tensión, por consiguiente, en la economía y eficiencia del sistema de distribución eléctrica.

Para circuitos de distribución eléctrica se utiliza un límite de factor de potencia de 0.9. Si se tiene valores menores a este se tendrá que corregir el factor de potencia por medio de los consumidores, por la empresa que distribuye el servicio eléctrico o por las dos partes[26].

Para nuestro caso la restricción del factor de potencia es la siguiente.

$$0.90 \leq \cos\phi \leq 1 \quad (3)$$

3.3 Costos del Banco de Capacitores

En varias ocasiones los sistemas de distribución eléctrica se encuentran en un conjunto de normas no deseados, resultado de inconvenientes del sistema eléctrico que para proporcionar una solución se debe adaptar medidas con fines de mejoras técnicas y económicas, sin embargo, desde hace mucho tiempo se ha venido estudiando diferentes metodologías para evaluar si un

proyecto puede ser aplicable económicamente[2].

Para introducir el valor de la restricción se procederá a realizar el cálculo del VAN (Valor actual Neto).

$$VAN = -I_o + \sum_{j=1}^n \frac{FN_j}{(1+i)^j} \quad (4)$$

Donde:

I_o = inversión inicial.

FN_j = flujos netos para el periodo j.

i = tasa de descuento.

El análisis se realizó utilizando el sistema de la IEEE 30 bus, con un interés de 5% a una recuperación del capital de 10 años y un costo de inversión del capacitor de \$100 /kVAr [27], para fijar y sustentar el valor de 10 MVAR que se utilizara en la restricción de costos, la inversión para un banco de capacitores de 10 MVAR es;

$$I_o = \$ 1000000$$

$$i = 5\%$$

La potencia total generada por el sistema de la IEEE 30 bus es de:

$$P_{gen} = 292Mw$$

Los ingresos totales por la potencia total generada en el sistema serán calculados utilizando el costo de la energía eléctrica de 52.04 ctvs/KWH tomado de la regulación 009/06 del Arconel, valor para centrales fotovoltaicas[28].

$$IngresosP_{gen} = \$151957$$

Tabla 1. Valores de flujos netos para 10 años

Año	FN [\$]
1	151957
2	151957
3	151957
4	151957
5	151957

6	151957
7	151957
8	151957
9	153000
10	155000

$$VAN = 167535.37$$

Si el VAN >0 el proyecto se puede considerar económicamente viable.

Por consiguiente, se concluye que la inversión de \$1000000 que cuesta aproximadamente implementar un banco de capacitores de 10 MVAR, es recuperable en 10 años, por lo que se tomará este valor como referencia y limite a considerar en la restricción de costos.

$$capacitor \leq 10 MVAR \quad (5)$$

3.4 Pseudocódigo

Tabla 2. Algoritmo de ubicación y dimensionamiento óptimo de los capacitores.

Algoritmo de Recocido Simulado

Paso 1: Definir T, kT, Tf

Paso 2: Crear solución inicial

Paso 3: Bucle principal

– verifica culminación de las iteraciones

$$\text{Pasó 4: } \sum_{i=1} P_{loss} = F.O. \quad [MW]$$

$$\text{Pasó 5: } \sum_{i=1} P_{loss} = I^2 i * Ri \quad [MW]$$

$$\text{Pasó 6: } P 0.95 \leq V_{nom} \leq 1.05 \quad [V]$$

$$\text{Pasó 7: } \cos\varphi \geq 0.9$$

$$\text{Pasó 8: } reactivos \leq 15 \quad [MVAR]$$

Pasó 9: Bucle interno 1

– control de tensiones en barras

Pasó 10: Bucle interno 2

– *control de limites activos y reactivos*

Pasó 11: *Actualizacion de la temperatura*

Pasó 12: *{repetir hasta que cumpla la F.O.*

Paso 9

Paso 10}

Pasó 13: *End.*

3.5 Análisis de pérdidas de potencia activa en las Líneas de Distribución Eléctrica.

Las pérdidas de potencia eléctrica se clasifican en dos grupos técnicas y no técnicas. Las pérdidas de potencia activa más habituales se determinan por la disipación de calor en los conductores eléctricos, en máquinas eléctricas como en líneas de distribución, y tienen relación directa con la corriente al cuadrado, por lo que se tiene que tratar que en la red de distribución estas corrientes no superen los valores de corriente nominal. Estas pérdidas también tienen una relación estrecha con la resistencia eléctrica de los conductores[2].

Para nuestro estudio se analizará solamente las pérdidas técnicas las cuales están relacionadas con fenómenos físicos propios del transporte, y transformación de la energía eléctrica.

3.5.1 Pérdidas Técnicas

Las pérdidas técnicas están vinculadas en un gran porcentaje con las condiciones físicas del sistema eléctrico. Las que por consiguiente son resultado de la metodología aplicada en los diseños en el pasado, comenzando con el tipo de materiales a ser utilizados para la fabricación de conductores, aisladores, maquinas eléctricas y otros

elementos, y seguidamente por las características constructivas y limitaciones en la etapa analizada[2].

Varios de los motivos de tener pérdidas técnicas son generadas por las pérdidas en el cobre, que producen resistencia infinita en los conductores eléctricos, vinculada con el Efecto Joule la cual se expresa en la siguiente formula:

$$W = I^2 * R \quad (5)$$

El Efecto Joule es calentamiento de los materiales conductores, que da como resultado a las pérdidas dieléctricas entre los conductores eléctricos, líneas largas de transmisión monofásica y también las ocasionadas por la sobrecarga y baja tensión[29].

4. RESULTADOS ESPERADOS

La determinación de la dimensión y la ubicación se realizó mediante la búsqueda aleatoria de las barras a compensar, excluyendo las barras que contienen generadores las cuales son la 1, 2, 5, 8, 11, 13, para entre las restantes verificar mediante bucles de control de límites de tensión, límites térmicos de las líneas y control de límites de potencia activa y reactiva, para con estos datos obtener valores de menor número de pérdidas en el sistema y determinar la barra y la cantidad de reactivos a compensar que arrojo el algoritmo, el tiempo de búsqueda dependerá de la temperatura inicial, que para todos los siguientes casos planteados es de 0.85.

4.1. Descripción del sistema de 30 barras de la IEEE

El sistema de 30 barras de la IEEE está compuesto por 6 generadores, 4 transformadores, 20 cargas y un total de 41 líneas de transmisión.

4.2. Análisis de la implementación

y dimensionamiento del banco de capacitores

Los resultados se analizaron en base a la implementación de bancos de capacitores en el sistema de 30 barras de la IEEE, para corregir el desbalance de reactivos en este sistema con una mayor confiabilidad, a diferencia si se realiza un análisis comparando dos sistemas compensados, ya que estos poseen cargas variables, mayor número de generadores, transformadores y líneas de transmisión, entre uno y otro, por consiguiente, son sistemas con diferentes características técnicas. Por este motivo se decidió realizar un análisis en base a la implementación de bancos de reactivos.

Cuando se inicia la colocación del capacitor se selecciona las barras con el factor de sensibilidad de pérdida muy elevado mediante la metodología mencionada en [27]-[30]. En segundo orden se escoge la barra que posee una probabilidad alta de colapso de voltaje y se lo reconoce por el índice de estabilidad de voltaje como se menciona en [27]-[31]. En tercer orden se coloca el capacitor entre una de todas las barras calculando la energía como en [30] la cual dé como resultado una mínima pérdida de energía[32].

Un condensador conectado en serie en una línea de transmisión eléctrica induce al incremento de voltaje donde se encuentra colocado y es directamente proporcional a la cantidad de corriente y al seno del ángulo del factor de potencia. Por consiguiente, minimiza la caída de tensión en las líneas eléctricas mejorando el perfil de voltaje en las cargas aguas abajo del capacitor.

Asimismo, el incremento de la tensión es instantáneo e ininterrumpido obedeciendo a cambios dinámicos de la carga[33].

En la vida real un grupo de cargas eléctricas son no lineales, por el uso de lámparas fluorescentes bajas en

consumo elementos de estado sólido utilizados en la mayoría de electrodomésticos. Sondeos recientes en sistemas eléctricos de distribución indican que hay una gran cantidad de distorsión armónica en sus formas de onda de tensión y corriente[21].

4.2.1 Análisis con 1 Capacitor

En la figura 2 se puede apreciar las diferentes iteraciones que realizó el algoritmo en busca de un óptimo global para el sistema de 30 barras de la IEEE, con la implementación de 1 banco de capacitores fijo, el tiempo de búsqueda dependerá de la temperatura inicial, para lo que el algoritmo arroja resultados aproximados a la solución óptima con un tiempo de convergencia lenta.

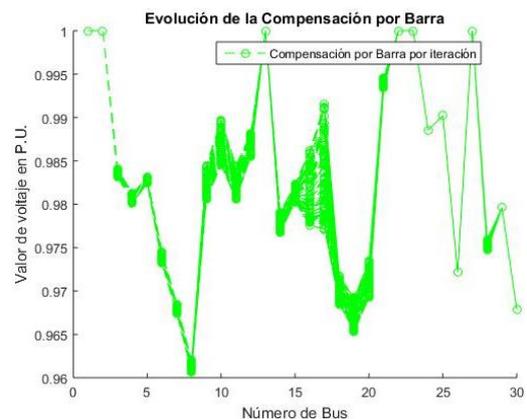


Figura 2 Evolución del algoritmo con 1 capacitor

En la figura 3 se puede verificar el descenso de las pérdidas con cada iteración de una forma exponencial para lo que el algoritmo empieza con un valor aleatorio de pérdidas y va guardando los mejores resultados y los peores los ingresa en una probabilidad de respuestas, para de estas tener otras posibles aproximaciones a la solución óptima.

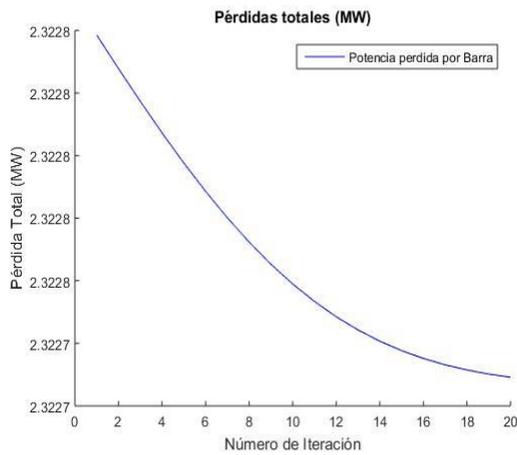


Figura 3 Curva de las pérdidas de potencia activa totales con 1 capacitor

En la figura 4 podemos verificar la compensación de reactivos realizada por el algoritmo con la implementación de 1 banco de capacitores fijo mediante las barras de color amarillo, por consiguiente, las barras de color azul son del sistema inicial, se observa el aumento de los voltajes en algunas de las barras del sistema, para lograr un mejor perfil de voltaje.

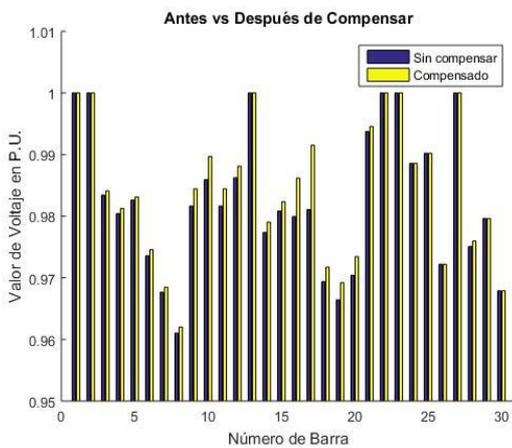


Figura 4 Sistema compensado vs no compensado para 1 capacitor

En la figura 5 podemos observar la ubicación y la dimensión arrojada por el algoritmo, que se encuentra en la barra 18 con un tamaño del capacitor de 9 MVAR, para este escenario el mínimo valor de pérdidas fue de 2.37 Mw.

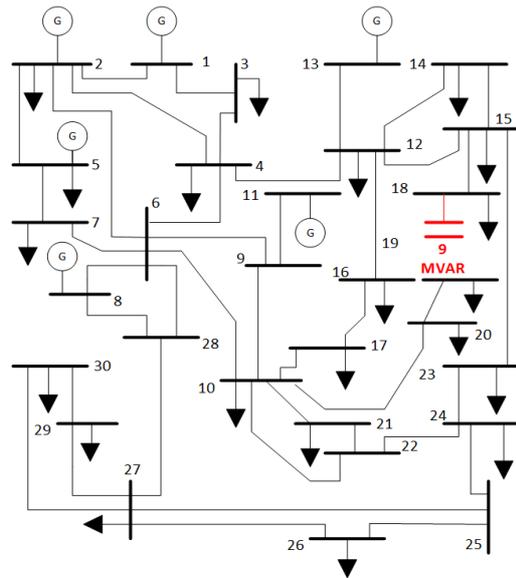


Figura 5 Sistema de 30 barras con la ubicación de 1 banco de compensación.

4.2.2 Análisis con 2 Capacitores

En la figura 6 se puede apreciar las diferentes iteraciones que realizó el algoritmo en busca de un óptimo global con una mayor aproximación, con la implementación de 2 bancos de capacitores fijos, con la misma temperatura inicial, y con una disminución gradual de la misma.

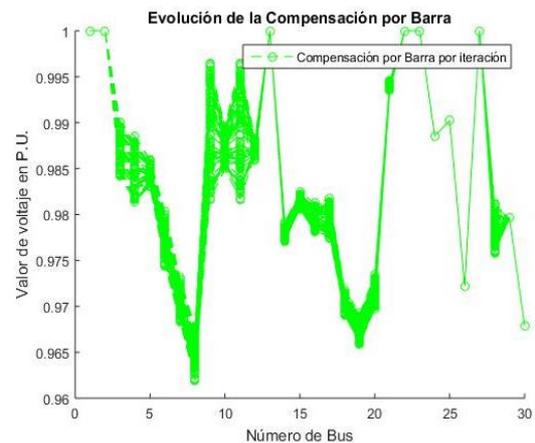


Figura 6 Evolución del algoritmo con 2 capacitores

En la figura 7 se puede verificar el descenso de las pérdidas con cada iteración de una forma exponencial para lo que el algoritmo empieza con un valor aleatorio de pérdidas y guarda los mejores valores y lo peores ingresan en una probabilidad de respuestas, para

con este proceso tener otras posibles aproximaciones a la solución óptima, para este caso se verifico que existió una mayor reducción de pérdidas comparado con el caso de 1 banco de capacitores.

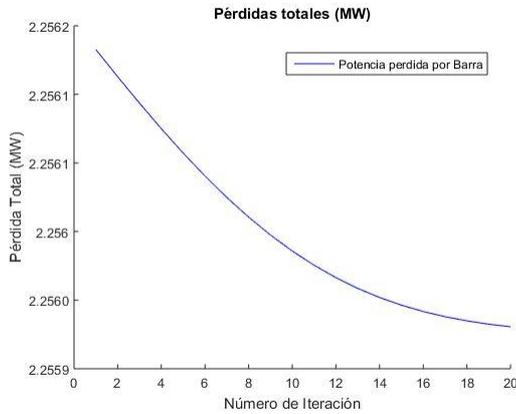


Figura 7 Curva de las pérdidas de potencia activa totales con 2 capacitores.

En la figura 8 podemos verificar la compensación de reactivos realizada por el algoritmo con 2 bancos de capacitores fijos, se observa los valores en las barras de color amarillo comparado con las barras de color azul que son del sistema inicial, se puede verificar el aumento de los voltajes en algunas de las barras del sistema, resultando un aumento del perfil de voltaje comparado con el primer escenario.

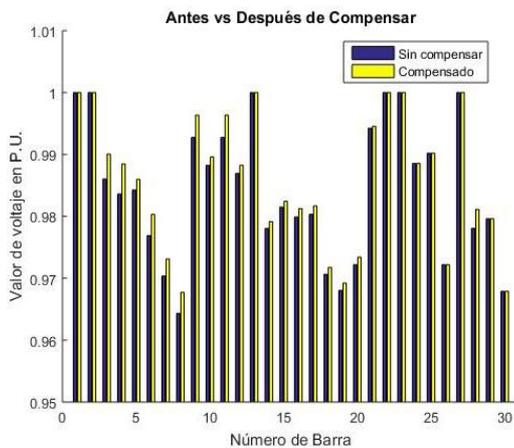


Figura 8 Sistema compensado vs no compensado con 2 capacitores

En la figura 5 podemos observar la ubicación y la dimensión arrojada por el algoritmo, que se encuentra en las barras 20 con 8 MVAR y en la 28 con 10 MVAR, para este escenario el mínimo valor de pérdidas fue de 2.31 Mw, un valor menor que el escenario 1.

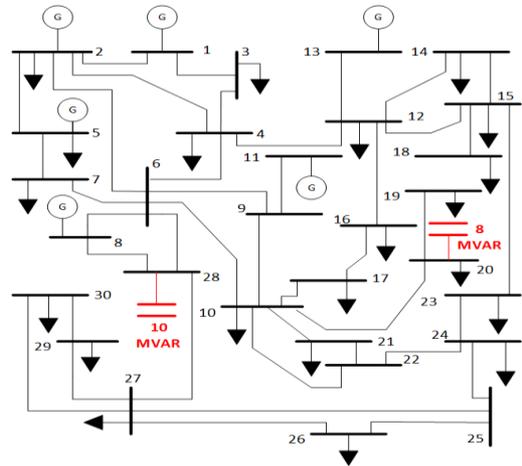


Figura 9 Sistema de 30 barras con la ubicación del banco de compensación para el escenario 2.

4.2.3 Análisis con 3 capacitores

En la figura 10 se puede apreciar las diferentes iteraciones que realizó el algoritmo en busca de un óptimo global con una mejor aproximación a la solución, comparando con los dos casos anteriores, con la implementación de 3 bancos de capacitores fijos.

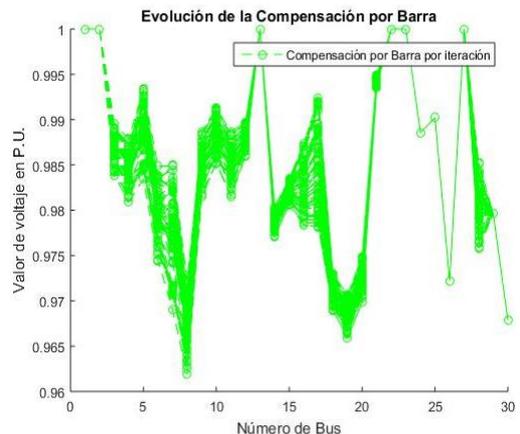


Figura 10 Evolución del algoritmo con 3 capacitores.

En la figura 11 podemos apreciar una mayor reducción de las pérdidas

comparando con los casos anteriores, recalcando que el algoritmo empieza tomando un valor aleatorio de pérdidas de potencia activa y realizando los procesos de los bucles internos del SA, para arrojar como resultados la mayor reducción de las pérdidas de los casos analizados.

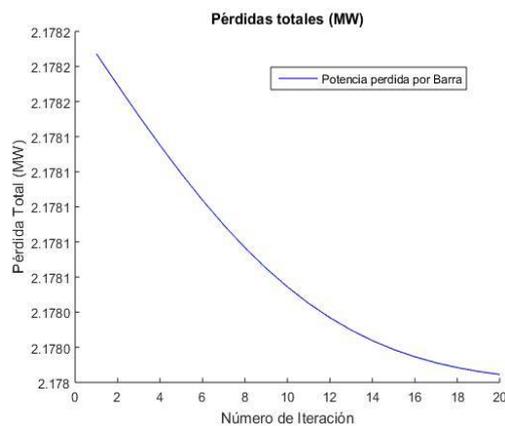


Figura 11 Curva de las pérdidas de potencia activa totales con 3 capacitores.

En la figura 12 podemos verificar la compensación de reactivos realizada por el algoritmo con la implementación de 3 bancos de capacitores fijos, se observa los valores en las barras de color amarillo comparado con las barras de color azul las cuales pertenecen al sistema inicial, se observa el aumento de los voltajes en la mayoría de las barras del sistema y el perfil de voltaje es el mejor comparando con los dos primeros escenarios.

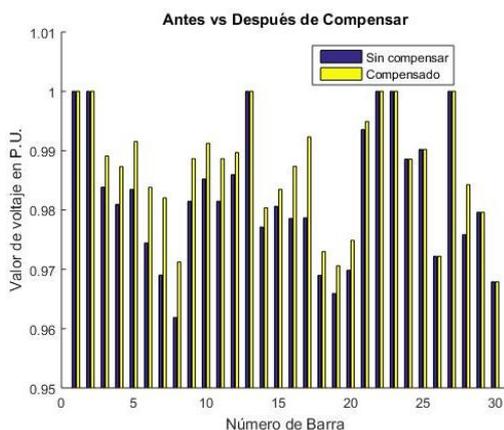


Figura 12 Sistema compensado vs no compensado con 3 capacitores.

En la figura 13 podemos observar la mejor ubicación y la dimensión arrojada por el algoritmo, que se encuentra en las barras 12 con 9 MVAR, en la 17 con 8 MVAR y en la 19 con 10 MVAR, el mínimo valor de pérdidas fue de 2.24 Mw, resultando así el mejor escenario.

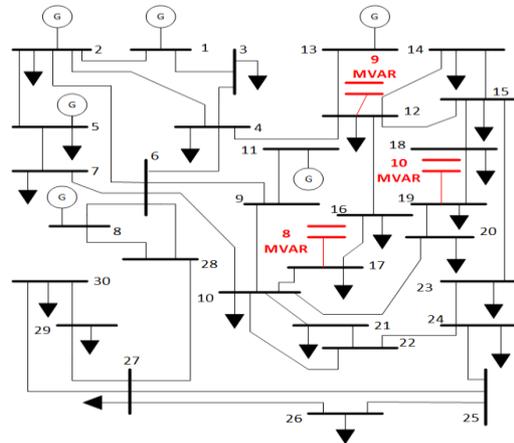


Figura 13 Sistema de 30 barras con la ubicación del banco de compensación para el escenario 3.

4.2.4 Análisis con 4 Capacitores

En la figura 14 se puede apreciar las diferentes iteraciones que realizó el algoritmo en busca de un óptimo global con una aproximación desmejorada a la solución del escenario de 3 bancos de capacitores, para lo que en este escenario se implementó 4 bancos de capacitores fijos.

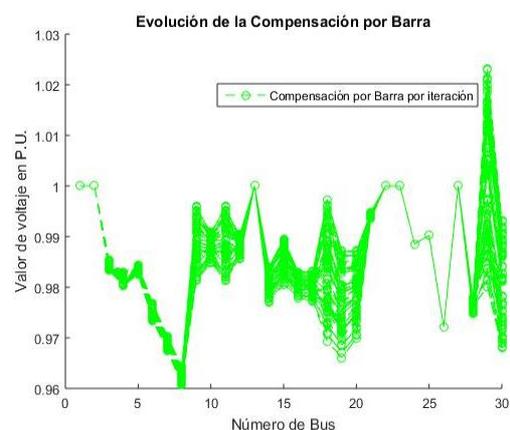


Figura 14 Evolución del algoritmo con 4 capacitores

En la figura 15 vemos el aumento de las pérdidas de potencia activa comparando con el escenario 3, para este caso tomo el algoritmo un valor aleatorio como en los escenarios anteriores, para lo que podemos concluir que en este escenario no hubo una mejora de resultados en comparación con los escenarios antes analizados.

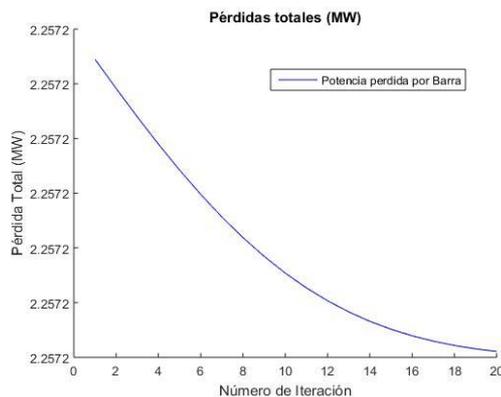


Figura 15 Curva de las pérdidas de potencia activa totales con 4 capacitores.

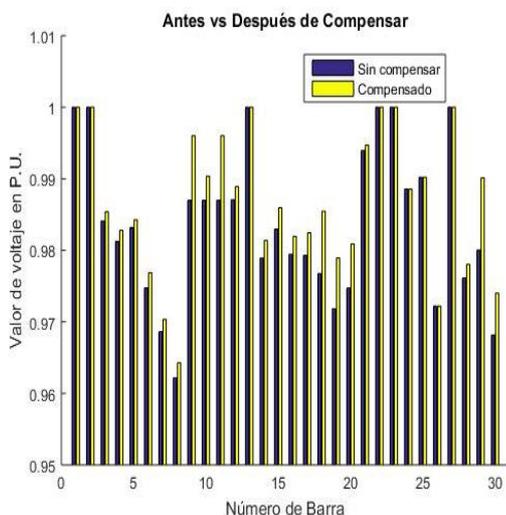


Figura 16 Sistema compensado vs no compensado con 4 capacitores.

En la figura 16 podemos verificar la compensación de reactivos realizada por el algoritmo.

Se puede verificar la implementación de 4 bancos de capacitores fijos y observar los valores en las barras de color amarillo comparado con las barras de color azul las cuales

pertenecen al sistema inicial, verificando el aumento de los voltajes en la mayoría de las barras del sistema, aunque el perfil de voltaje se redujo comparando con el escenario de 3 bancos de capacitores fijos, para lo cual se debe acotar que el algoritmo si realizó una aproximación al óptimo global.

En la figura 17 podemos observar la mejor ubicación y la dimensión arrojada por el algoritmo, para el escenario 4, que se encuentra en las barras 4 con 8 MVAR, en la 12 con 7 MVAR, en la 16 con 3 MVAR y en la 26 con 7 MVAR para este escenario el mínimo valor de pérdidas fue de 2.27 Mw, resultando desde este escenario una desmejora de la minimización de pérdidas en el sistema, podemos enfatizar que las ubicaciones resultantes son aproximaciones al óptimo global que nos genera el algoritmo.

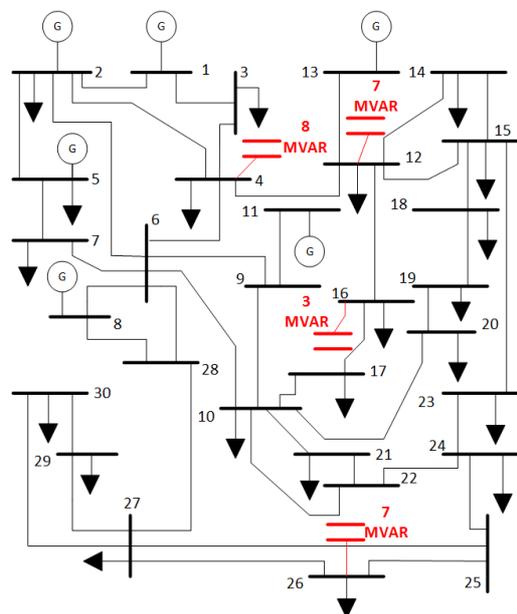


Figura 16 Sistema de 30 barras con la ubicación del banco de compensación para el escenario 4.

4.3 Mejor Escenario y Comparación de Resultados.

Se obtuvieron resultados diferentes para los distintos escenarios que se planteó, se debe acotar que, el sistema en estado inicial poseía pérdidas de 2.44 Mw.

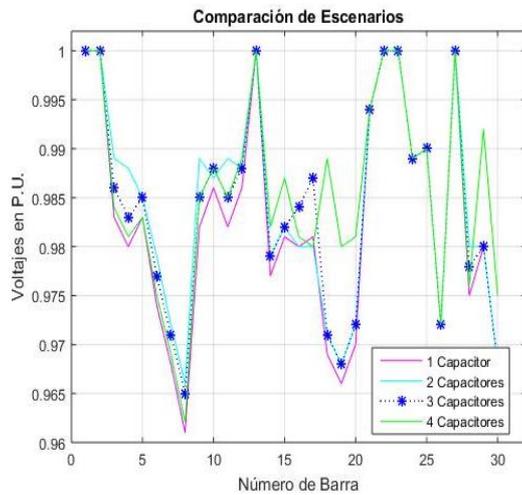


Figura 17 Comparación de los 4 escenarios compensados

En la Figura 18 podemos observar todos los datos de voltaje en los diferentes escenarios.

Para el mejor escenario que fue el de 3 bancos de capacitores se obtuvo mejoras significativas en perfiles de voltaje y reducción de pérdidas.

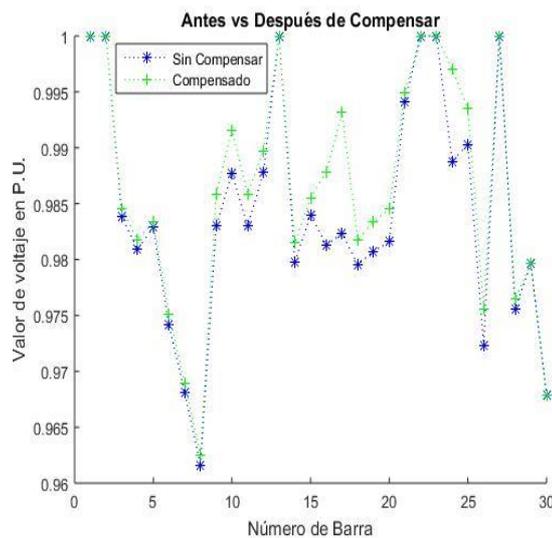


Figura 18 Comparación del sistema compensado y no compensado para 3 capacitores.

En la Figura 19 se puede apreciar una gráfica comparativa del escenario de 3

bancos de capacitores cual fue el mejor compensado, teniendo los dos sistemas, el inicial y el compensado visualizándose las barras mejor compensadas.

5. CONCLUSIONES

- El sistema en estado inicial tenía valores de voltaje fuera de los límites establecidos, que al realizar la corrida del algoritmo se obtuvo resultados con una mejora del perfil de voltaje elevándolos para poder reducir así las pérdidas en el sistema eléctrico.
- Se concluyó que el escenario de 3 bancos de capacitores fijos es el que más optimiza de los 4 planteados, siendo el de mejor minimización de pérdidas de potencia activa y elevando los voltajes al máximo en la mayoría de las barras.
- Se cumplió con la restricción de voltaje la cual se estableció para un rango de $\pm 5\%$ para todas las barras del sistema eléctrico.
- La restricción de factor de potencia se la implemento para un $\cos\phi$ de 0.90 y se logró mejorar el mismo en el sistema eléctrico con la implementación de bancos de condensadores fijos, datos arrojados por el algoritmo.
- Se logró la implementación del algoritmo con un porcentaje pequeño de modificación para lograr la búsqueda de una solución óptima global.
- Podemos concluir que en todos los escenarios planteados se logró minimizar pérdidas y mejorar los perfiles de voltaje.
- La ubicación óptima de la barra o barras a ser optimizadas se consiguió a la par con la dimensión del mismo para lograr

que nuestro programa sea más robusto.

- Se comprobó que la potencia reactiva tiene una gran parte de responsabilidad cuando nuestro sistema sufre de un bajo factor de potencia y presenta permanentes caídas de voltaje.
- Se consiguió tener un tiempo de convergencia mínimo, con el SA implementado para el problema de 30 barras de la IEEE.

6. REFERENCIAS

- [1] J. Vasco and A. Aguila, “Design of Automatic Reclosing scheme in distribution feeders,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 8, pp. 2587–2593, 2015.
- [2] A. Aguila, “Medidas para minimizar las pérdidas de energía en circuitos de distribución,” Universidad de Ciego de Ávila, Cuba, 2010.
- [3] V. Orejuela, D. Arias, and A. Aguila, “Response of Residential Electricity Demand Against Price Signals in Ecuador,” in *PROCEEDINGS of the 2015 IEEE Thirty Fifth Central American and Panama Convention*, 2015, no. Concapan XXXV, pp. 373–378.
- [4] M. K. Qasim Kamil Mohsin , Xiangning Lin, Firas F.M. Flaih, Samir M. Dawoud, “Optimal Placement and Capacity of Capacitor Bank in Radial Distribution System,” *Energy Effic. Technol. Sustain. (ICEETS)*, 2016 *Int. Conf.*, 2016.
- [5] U. Santos-Azevedo, Manoel Socorro; Pérez-Abril, Ignacio; León-Benítez, Carlos de; Cabral-Leite, Jandecy; Holanda-Bezerra, “Multiobjective optimization of the reactive power compensation in electric distribution systems,” *Dyna*, vol. 81, no. 187, pp. 175–183, 2014.
- [6] A. Mendes, P. M. Fran, C. Lyra, C. Pissarra, and C. Cavellucci, “Capacitor placement in large-sized radial distribution networks,” *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib. (Vol. 152, Issue 4, 8 July 2005)*, vol. 152, no. 4, pp. 496–502, 2005.
- [7] E. S. Ali, S. M. A. Elazim, and A. Y. Abdelaziz, “Improved Harmony Algorithm and Power Loss Index for optimal locations and sizing of capacitors in radial distribution systems,” *Int. J. Electr. POWER ENERGY Syst.*, vol. 80, pp. 252–263, 2016.
- [8] A. Askarzadeh, “Capacitor placement in distribution systems for power loss reduction and voltage improvement: a new methodology,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 14, pp. 3631–3638, 2016.
- [9] S. R. Raja, “d-qControl based statcom for reactive power compensation,” *Circuit, Power Comput. Technol. (ICCPCT)*, 2015 *Int. Conf.*, 2015.
- [10] M. Delfanti, G. P. Granelli, P. Marannino, S. Member, and M. Montagna, “Optimal Capacitor Placement Using Deterministic and Genetic Algorithms,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 15, no. 3, pp. 1041–1046, 2000.
- [11] W.-S. Jwo, C.-W. Liu, and C.-C. Liu, “Large-scale optimal VAR planning by hybrid simulated annealing/genetic algorithm,” *Int. J. Electr. Power*

- Energy Syst.*, vol. 21, no. 1, pp. 39–44, Jan. 1999.
- [12] J. A. Pomilio, S. Member, and S. M. Deckmann, “Characterization and Compensation of Harmonics and Reactive Power of Residential and Commercial Loads,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 22, no. 2, pp. 1049–1055, 2007.
- [13] K. Muthukumar and S. Jayalalitha, “Optimal placement and sizing of distributed generators and shunt capacitors for power loss minimization in radial distribution networks using hybrid heuristic search optimization technique,” *Int. J. Electr. POWER ENERGY Syst.*, vol. 78, pp. 299–319, 2016.
- [14] Y. L. J. X. Q. SHI, “Reactive power compensation and voltage control in Jinan power distribution system,” *Electr. Distrib. 2005. CIRED 2005. 18th Int. Conf. Exhib.*, no. 2, pp. 1–15, 2005.
- [15] S. R. Gampa and D. Das, “Optimum placement of shunt capacitors in a radial distribution system for substation power factor improvement using fuzzy GA method,” *Int. J. Electr. POWER ENERGY Syst.*, vol. 77, pp. 314–326, 2016.
- [16] S. K. Bhattacharya and S. K. Goswami, “A new fuzzy based solution of the capacitor placement problem in radial distribution system,” *Expert Syst. Appl.*, vol. 36, no. 3 PART 1, pp. 4207–4212, 2009.
- [17] D. Torres Riascos, E. Inga Ortega, and A. Aguila Tellez, “Advanced metering infrastructure for microgeneration in rural zones using TV white spaces based on spectrum opportunistic,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 12, pp. 3813–3819, 2015.
- [18] K. Lenin, B. Ravindhranath Reddy, and M. Suryakalavathi, “Hybrid Tabu search-simulated annealing method to solve optimal reactive power problem,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 82, pp. 87–91, 2016.
- [19] K. Tung, C. Chen, and Y. Hung, “Solving Cutting Scheduling Problem by Simulated Annealing Search Method,” *Ind. Eng. Eng. Manag. (IEEM), 2016 IEEE Int. Conf.*, pp. 907–911, 2016.
- [20] G. Paul, “Comparative performance of tabu search and simulated annealing heuristics for the quadratic assignment problem,” *Oper. Res. Lett.*, vol. 38, no. 6, pp. 577–581, 2010.
- [21] I. B. Mady, “Optimal Sizing of Capacitor Banks and distributed generation in Distorted Distribution Networks by Genetic Algorithms,” *Electr. Distrib. - Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th Int. Conf. Exhib.*, no. 297, pp. 8–11, 2009.
- [22] A. Aguila, D. Carrión, and L. Ortiz, “Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015.
- [23] P. Juanuwattanakul and M. a. S. Masoum, “Increasing distributed generation penetration in multiphase distribution networks considering grid losses, maximum loading factor and bus voltage limits,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 6, no. 12, pp. 1262–1271, 2012.
- [24] R. Pérez, A. Aguila, and C.

- Vásquez, "Classification of the Status of the Voltage Supply in Induction Motors Using Support Vector Machines," in *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, 2016, pp. 1–5.
- [25] M. Piumetto, J. C. Gómez, and J. C. Vaschetti, "Reducción de los factores de desbalance en un sistema de distribución de media tensión debido a la inserción de generación distribuida," *Inf. Tecnol.*, vol. 25, no. 4, pp. 91–102, 2014.
- [26] S. Ramírez, *Redes de distribución de energía. Manizales: Redes de distribución de energía*, 2009.
- [27] J. A. Momoh, "A New Approach to VAr Pricing and Control in the Competitive Environment," *Syst. Sci. 1998., Proc. Thirty-First Hawaii Int. Conf.*, vol. 0, no. C, 1998.
- [28] "Regulación No. CONELEC 007/02 Página 1/7," no. 2233, pp. 1–7, 2002.
- [29] F. Castillo, A. Aguila, J. González, and S. Member, "Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 11, pp. 4491–4498, 2016.
- [30] J. Sardi, N. Mithulananthan, and D. Q. Hung, "A loss sensitivity factor method for locating ES in a distribution system with PV units," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, vol. 2016–Janua, pp. 3–7, 2016.
- [31] X. Ancheng *et al.*, "On-line Voltage Stability Index Based on the Voltage Equation of Transmission Lines," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 14, pp. 3441–3448, 2016.
- [32] K. R. Devabalaji, K. Ravi, and D. P. Kothari, "Optimal location and sizing of capacitor placement in radial distribution system using Bacterial Foraging Optimization Algorithm," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 71, no. October, pp. 383–390, 2015.
- [33] I. Bucatariu and F. Coroiu, "Optimal Location of Series Capacitor in Radial Distribution Networks with Distributed Load," *Environ. Electr. Eng. (EEEIC), 2011 10th Int. Conf.*, pp. 0–3, 2011.
- [34] G. A. V. Mora, "Uncertainty and State Estimation of Power Systems," pp. 1–239, 2012.