

Obtención del mejor punto de conexión de parques fotovoltaicos en redes de distribución radiales

Obtaining the optimal connection point of photovoltaic parks in radial distribution networks

Urbano J. Pedraza Ferreira^{1,*}, Carlos A. Perdomo Pérez¹, Ariel Santos Fuentefría¹, Alfredo M. Del Castillo Serpa¹,
Martín Rapado Acosta^{II}

^IUniversidad Tecnológica de la Habana José Antonio Echeverría CUJAE, La Habana, Cuba.

^{II}Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C, México.

*Autor de Correspondencia: urbanoj@tesla.cujae.edu.cu

Recibido: 5 de febrero de 2022

Aprobado: 15 de abril de 2022

Este documento posee una [licencia Creative Commons Reconocimiento-No Comercial 4.0 internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/)



RESUMEN/ ABSTRACT

El uso de las fuentes renovables de energía se ha incrementado exponencialmente a nivel mundial. Cuba ha implementado un plan hasta el 2030 donde las fuentes renovables juegan un papel fundamental dentro de la matriz energética nacional. La política con respecto a la instalación de centrales fotovoltaicas ha sido conectar pequeñas centrales de hasta 5 MW, principalmente en redes de distribución. En este trabajo se diseñó un algoritmo de optimización para instalar centrales fotovoltaicas en redes de distribución radiales. El algoritmo resuelve el problema a través de un flujo de carga combinado con un modelo de asignación N-P completo. El objetivo del algoritmo es obtener los mejores puntos para la conexión de m centrales fotovoltaicas en n nodos de una red de distribución eléctrica radial de modo que se minimicen las pérdidas totales de potencia activa o la desviación de tensión de la red. Universidad Tecnológica de La Habana, José Antonio Echeverría.

Palabras clave: Algoritmo de optimización; centrales fotovoltaicas; flujo de cargas; problema de asignación generalizado; red eléctrica de distribución radial.

The use of renewable energy sources has increased exponentially worldwide. Cuba has implemented a program until 2030 where renewable sources play a fundamental role within the national energy matrix. The policy regarding the installation of solar plants has been to connect small plants of up to 5 MW, mainly in distribution networks. In this work an optimization algorithm is developed to identify the best connection points of small solar plants in distribution networks. The algorithm solves the problem through a power flow combined with a full N-P allocation model. The goal of the algorithm is obtaining the best points to connect solar plants in buses of a radial distribution network at to minimize total active power losses or the deviation of voltage profile.

Key words: generalized assignment problem; optimization algorithm; power flow; radial distribution network.; solar plants.

INTRODUCCIÓN

Los combustibles fósiles han sido los impulsores del desarrollo tecnológico e industrial en el último siglo, no obstante, su uso ha propiciado un elevado deterioro del medio ambiente. El aumento de los días de calor extremo al año, el incremento del nivel del mar y la ocurrencia de desastres naturales cada vez más destructivos son muestras de ello [1]. Estos fenómenos han impulsado la búsqueda de nuevas alternativas para la producción de energía eléctrica. Entre las alternativas que se fomentan desde hace algunos años, está el desarrollo y uso de las fuentes renovables de energía (FRE). Según [2], el 26,2% de la energía eléctrica producida en el mundo al cierre 2018 se produjo a través de las FRE, donde la solar fotovoltaica fue la tercera en importancia con un 2,4%, detrás de las energías hidráulica y eólica. Por su parte, se plantea que la participación de las fuentes renovables de energía en el mercado eléctrico crece a un ritmo de un 3,6% anual, y se prevé que se mantenga en ese orden hasta el 2050.

Cómo citar este artículo:

Urbano J. Pedraza Ferreira, *et al.* Obtención del punto de conexión óptimo de parques fotovoltaicos en redes de distribución radiales. Ingeniería Energética, 2022, 43(2), mayo/agosto. ISSN:1815-5901.

Sitio de la revista: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/index>

Se espera que, para ese mismo año, la producción de energía eléctrica crezca en un 70% en comparación con el 2018. Por su parte, las FRE representarán cerca de la mitad de las fuentes de energía, sumando la solar y eólica el 70% de las mismas [3]. El desarrollo de la energía solar será clave para alcanzar las metas de casi un 50% de participación de FRE en la matriz energética mundial para 2050. Para Cuba, en particular, representa un gran potencial producto a la intensidad de la radiación a la que está expuesta. Acorde al programa energético del país para el 2030, se plantea que el 24% de la matriz energética sea a través de la generación por FRE [4]. Según el plan del gobierno cubano se espera que para el año 2030 la capacidad fotovoltaica instalada sea de 700 MW, lo que representaría un 3% de la energía consumida por el país en ese año [5, 6]. Por consiguiente, la instalación de centrales fotovoltaicas (CFV) crecerá a ritmo exponencial y con ello surge la necesidad de aprovechar al máximo sus potencialidades.

La decisión del gobierno cubano ha sido distribuir las centrales fotovoltaicas por todo el país en pequeñas configuraciones de hasta 3 MW [5]. Por lo tanto, estas se deberán conectar a las redes de distribución. En Cuba las redes de distribución son principalmente radiales. Esto indica que la energía tiene una sola trayectoria, desde la subestación hasta la carga. Su topología indica la existencia de un tronco o ramal principal del cual se van desprendiendo ramificaciones hacia todos los consumidores. Las redes radiales son de una complejidad y confiabilidad baja y permiten la rápida expansión de sistemas que no posean los recursos económicos suficientes como para tener una alta confiabilidad. La conexión de CFV en las redes de distribución pueden traer problemas de tensión y operación al sistema [7-9], debido principalmente, a un valor de capacidad por encima del soportado por este [10, 11] o una mala selección del punto de conexión con la misma [12]. Para evitar estos problemas es de vital importancia seleccionar correctamente el punto de conexión de las CFV con la red, con el fin de minimizar las pérdidas totales de potencia activa y la desviación de tensión de todos los nodos de la red.

Para ello, diversos autores emplean algoritmos de optimización y modelos matemáticos. En [13] se utiliza la técnica metaheurística del Lobo Gris para determinar la localización y capacidad óptima para instalar una o varias CFV con capacidades definidas; el método fue aplicado en el sistema de 69 nodos del "Institute of Electrical and Electronics Engineers" (IEEE). En [10, 14], se utiliza "particle swarm optimization" (PSO) para optimizar la capacidad de varias centrales fotovoltaicas. En estos métodos se tiene como función objetivo minimizar las pérdidas totales de potencia activa del sistema. Otra técnica utilizada es el algoritmo de optimización basado en biogeografía (BBO), empleado para el dimensionamiento y ubicación de CFV, minimizando las pérdidas de potencia activa y manteniendo dentro de los límites establecidos las caídas de tensión y la distorsión de armónicos del sistema [15]. Los autores emplean una función de objetivos múltiples para ponderar el valor de las pérdidas y el nivel de armónicos, realizando análisis por separado y con ambas funciones objetivo.

También se han utilizado algoritmos genéticos (AG) [16], fundamentalmente en sistemas híbridos que combinan diferentes FRE junto con sistemas de almacenamiento. Los AG tienen como principal desventaja la existencia de mínimos locales, ya que pueden afectar considerablemente los resultados, alejándolos del punto óptimo. En este trabajo se desarrolla un algoritmo para optimizar la ubicación de m centrales fotovoltaicas en una red de distribución eléctrica radial con n nodos de conexión, con el fin de minimizar las pérdidas totales de potencia activa o la desviación de tensión del sistema.

MATERIALES Y MÉTODOS

Algoritmo propuesto

El algoritmo que se emplea en este trabajo permite resolver dos problemas de optimización diferentes, los cuales son: minimizar las pérdidas totales de potencia activa de un sistema eléctrico de distribución radial o minimizar la desviación de tensión. Aunque estos problemas no pueden ser resueltos de forma simultánea, para ambos se necesitan instalar m centrales fotovoltaicas de capacidad fija (pueden ser de distintas capacidades, pero todas predefinidas), en los m mejores nodos de la red. Para encontrar los m mejores nodos, se debe ejecutar una búsqueda exhaustiva en todo el espacio de búsqueda del problema de optimización. Ya que este problema es de difícil solución, se decide emplear un modelo de asignación matemática tipo N-P completo. El espacio de búsqueda está compuesto por un número finito de asignaciones. En caso de que ninguna de las restricciones del problema de optimización se incumpla, existirán n^m asignaciones que deben ser consideradas como posibles soluciones del problema. Por tanto, todos los vectores y matrices que emplea el algoritmo, cuyos elementos son modificados en dependencia de la asignación que se analiza, se denotan con un súper índice i . Se puede garantizar para este problema de optimización que, si no se incumple ninguna restricción, $i = \overline{1, n^m}$.

Algoritmo para generar cada solución posible del problema de asignación generalizado

Un problema de asignación generalizado (GAP) consiste en encontrar una solución adecuada (Π) de m tareas a n agentes de manera tal que se minimice el costo total de la asignación [17]. Este problema combinatorio es del tipo N-P completo, de difícil solución y en dependencia de las restricciones y los parámetros que se empleen, este puede tener más de una solución óptima e incluso no tener solución [18].

Como el espacio de búsqueda está compuesto por n^m posibles asignaciones, cada solución $(\Pi)^i$ es una matriz de orden m por n cuyos elementos π_{jk}^i satisfacen las ecuaciones (1) y (2).

$$\pi_{jk}^i \in \{0,1\} \quad (1)$$

$$\sum_{k=1}^n \pi_{jk}^i = 1 \quad (2)$$

Donde:

$$i = \overline{1, m}; k = \overline{1, n}$$

π_{jk}^i - Elementos de la matriz de solución $(\Pi)^i$ de la asignación i .

Las restricciones anteriores permiten que cada CFV solo pueda asignarse a uno y a solo un nodo, aunque es posible que existan varias centrales asignadas al mismo nodo.

El diagrama de flujo del algoritmo empleado para generar cada solución $(\Pi)^i$ se muestra en la figura 1. A continuación se explicará cada paso del mismo, para facilitar su comprensión.

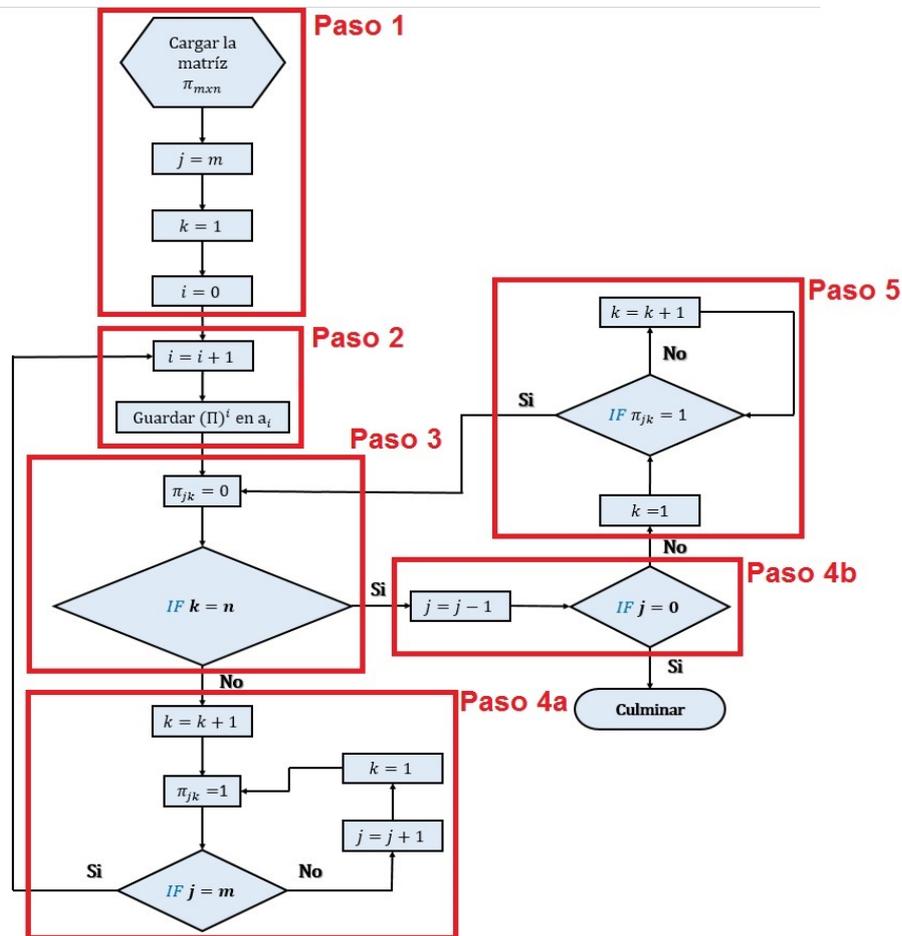


Fig. 1. Diagrama de flujo del algoritmo que se emplea para generar las soluciones $(\Pi)^i$ de cada asignación i

Paso 1: Para que el algoritmo funcione, se necesita construir la primera matriz de solución $(\Pi)^1$. En la figura 2 se observa la estructura de dicha matriz. Esta es de orden m por n y toda su primera columna debe estar llena de unos, lo que quiere decir que todas las CFV, estarán asignadas al primer nodo del sistema.

$$(\Pi)^1 = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vdots & & & & \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}_{m \times n}$$

Fig. 2. Primera matriz de solución $(\Pi)^1$ del problema de asignación generalizado

Paso 2: Este paso guarda cada matriz de solución $(\Pi)^i$ en la coordenada α_i de un vector (A) de orden n^m .

Paso 3: La sentencia condicional de este paso permite que el programa identifique si se debe permutar la ubicación de la central que se encuentra en la fila j , o de la que se encuentre en la fila $j - 1$. Si la sentencia condicional no es cierta se prosigue con el paso 4a; si no, se ejecuta el 4b.

Paso 4a: Este constituye el paso más importante del método porque permite formar las nuevas matrices que serán guardadas en (A) . Si $j = m$ se permuta la CFV de la fila j , de la columna k a la $k + 1$. En la figura 3, se observa este proceso más detalladamente. En cambio, si $j \neq m$, se ubica la central de la fila $j + 1$ en el primer nodo del sistema ($k = 1$).

$$(\Pi)^i = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vdots & & & & \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}_{m \times n}$$


Fig. 3. Permutación de la central fotovoltaica de la fila m , de la columna k a la $k + 1$, para generar nuevas matrices de solución $(\Pi)^i$

Paso 4b: Este paso presenta el criterio de parada del proceso de generación de todas las asignaciones. Además, permite cambiar la fila de la matriz (Π) para que se modifique la ubicación de la central que se encuentren en la posición $j - 1$, actuando en conjunto con los pasos 3, 4a y 5. En la figura 4 se puede observar las transformaciones que se realizan a la matriz (Π) , luego de ejecutado este paso.

$$(\Pi)^i = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vdots & & & & \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}_{m \times n} \longrightarrow (\Pi)^i = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vdots & & & & \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}_{m \times n}$$

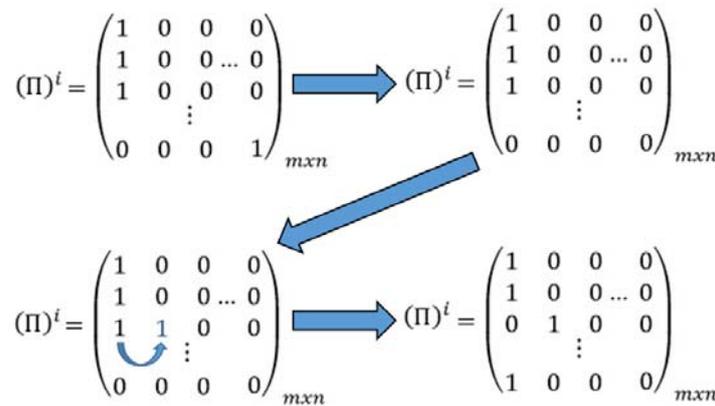
$$(\Pi)^i = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ \vdots & & & & \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}_{m \times n} \longrightarrow (\Pi)^i = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ \vdots & & & & \\ 1 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}_{m \times n}$$


Fig. 4. Transformaciones de la matriz (Π) para que se modifique la ubicación de la central que se encuentren en la posición $j - 1$

Paso 5: Este paso permite encontrar la posición k que ocupa la CFV de la fila j .

Las capacidades de las CFV que se desean instalar en la red eléctrica, serán almacenadas en un vector llamado (C) de orden m , cuyos elementos c_j son números complejos. En cambio, la capacidad fotovoltaica correspondiente a cada nodo de la solución $(\Pi)^i$ se almacenará en el vector $(V)^i$ de orden n , cuyos elementos v_k^i cambiarán en dependencia de la asignación i que se considere. Los vectores $(V)^i$ y (C) se relacionan por la siguiente ecuación (3).

$$(V)_n^i = (C)_m \cdot (\Pi)_{m \times n}^i \quad (3)$$

Flujo de cargas en redes eléctricas de distribución radiales

El algoritmo emplea un procedimiento conocido como flujo de cargas siguiendo el método iterativo debido a Haque [19] para sistemas radiales. Este es un método recursivo con ecuaciones no lineales y permite conocer el estado de los parámetros que varían en la red eléctrica, cuando es modificada por causa de la conexión de una o varias CFV. La característica de tener un flujo de cargas unidireccional permite que los algoritmos de cálculo de flujo sean menos complejos y el costo computacional menor, debido principalmente a la reducción del número de iteraciones vinculada a la baja cantidad de nodos interconectados directamente.

Restricciones del problema de optimización

Con el fin de impedir resultados ilógicos o que incumplan con las normas establecidas por las compañías eléctricas, se establecen restricciones de igualdad y desigualdad para ambos problemas de optimización que se persiguen resolver. Estas restricciones pueden impedir que se encuentre el mínimo global para las funciones objetivo, en cuyo caso se hallaría un óptimo local.

Restricciones de igualdad

Las restricciones de igualdad del problema de optimización se modelan por las ecuaciones (4) y (5).

$$P_G^i = P_D^i + \sum_{k=1}^{n-1} \text{real}(\Delta s_k^i) \quad (4)$$

$$Q_G^i = Q_D^i + \sum_{k=1}^{n-1} \text{imag}(\Delta s_k^i) \quad (5)$$

Donde:

P_G^i y Q_G^i : son la suma de las potencias activa y reactiva entregadas por todas las unidades de generación con que cuente el sistema de distribución.

P_D^i y Q_D^i : son la suma de las potencias activa y reactiva consumidas por todas las cargas eléctricas instaladas en el sistema de distribución.

Δs_k^i : Elemento k del vector $(\Delta S)^i$ de orden $n - 1$, que contiene los valores de las pérdidas de potencia activa y reactiva de cada alimentador del sistema eléctrico de distribución, en forma binómica.

Las ecuaciones anteriores garantizan el balance de potencia del sistema, cumpliéndose la ley de conservación de la energía.

Restricciones de desigualdad

Las restricciones de desigualdad del problema de optimización se presentan en las ecuaciones (6), (7), (8).

$$U_{\text{mín}} \leq u_{1k}^i \leq U_{\text{máx}} \quad (6)$$

$$i_{1k}^i \leq i_{1k}, \text{máx} \quad (7)$$

$$(\underline{V}_{\text{mín}})^i \leq (\underline{V})^i \leq (\underline{V}_{\text{máx}})^i \quad (8)$$

La restricción 5 permite que el perfil de tensión del sistema de distribución se encuentre entre los valores de tensión mínima y máxima establecidos por el usuario (U_{\min} y U_{\max}). El vector $(\Pi)^i$ de orden $n - 1$ almacena el módulo de las corrientes que circulan en cada alimentador del sistema. Los elementos que componen este vector tienen la notación i_k^i y se calculan por la ecuación (9).

$$i_k^i = \frac{\left[P_{T\psi_k}^i \right]^2 + \left[Q_{T\psi_k}^i \right]^2}{\left[u_{\psi_k}^i \right]^2} \quad (9)$$

Donde:

$P_{T\psi_k}^i$ y $Q_{T\psi_k}^i$: Potencias activa y reactiva inyectadas en el nodo que ocupa la posición k del vector (Ψ) .

El vector $(I_{\max})^i$ de orden $n - 1$, cuyos elementos son $i_{k, \max}$, representa el límite máximo de corriente que se permite que circule por cada alimentador del sistema. Vale aclarar que los elementos de este vector son constantes para cada asignación del espacio de búsqueda. La restricción 2.3.2.3 garantiza que la capacidad fotovoltaica que se asigna a cada uno de los nodos del sistema se encuentre acotada por los elementos de los vectores $(V_{\min})^i$ y $(V_{\max})^i$ que representan la capacidad fotovoltaica mínima y máxima que puede ser instalada en cada nodo del sistema eléctrico.

Formulación matemática del problema de optimización

Como se había dicho anteriormente, el algoritmo propuesto permite resolver dos problemas de optimización similares, pero con funciones objetivo diferentes. El problema de optimización que persigue minimizar las pérdidas totales de potencia activa emplea la función objetivo que se muestra en la ecuación (10). En cambio, el segundo problema busca minimizar la desviación de tensión del sistema y emplea la ecuación (11).

$$F \left[(\Pi)^i \right] = \sum_{k=1}^{n-1} \text{real} \left(\Delta s_k^i \right) \quad (10)$$

$$F \left[(\Pi)^i \right] = \frac{1}{n} \cdot \sum_{k=1}^n \left[1 - \frac{u_k^i}{U_{\text{nom}}} \right]^2 \quad (11)$$

Donde:

F: Función objetivo del problema de optimización.

Δs_k^i : Elemento k del vector $(\Delta S)^i$ de orden $n - 1$, que contiene los valores de las pérdidas de potencia activa y reactiva de cada alimentador del sistema eléctrico de distribución, en forma binómica.

$(u)_k^i$: Elemento k del vector $(U)^i$ de orden n , que representan las tensiones en cada nodo del sistema de distribución. Estos elementos varían en función de la asignación que se analice.

U_{nom} : Tensión nominal del sistema eléctrico bajo estudio.

Independientemente de la función objetivo que decida emplear el usuario, la formulación del problema de optimización será (Vea ecuación 12).

$$\text{minimizar } F \quad (12)$$

i

Sujeto a las restricciones:

$$\pi_{jk}^i \in \{0,1\}; \sum_{k=1}^n \pi_{jk}^i = 1; U_{\min} \leq u_{1k}^i \leq U_{\max}; i_{1k}^i \leq i_{1k, \max}; (V_{\min})^i \leq (V)^i \leq (V_{\max})^i; P_G^i = P_D^i + \sum_{k=1}^{n-1} \text{real} \left(\Delta s_k^i \right); Q_G^i = Q_D^i + \sum_{k=1}^{n-1} \text{real} \left(\Delta s_k^i \right)$$

Para valores de m y n relativamente pequeños el problema puede ser resuelto mediante una búsqueda exhaustiva. En caso de que el tamaño del espacio de búsqueda sea tal de que no permita la realización de esta, pueden utilizarse métodos evolutivos para la solución del problema GAP.

Descripción del algoritmo de optimización

El algoritmo desarrollado permite una búsqueda exhaustiva, por lo que valora todas las soluciones posibles y la aparición de mínimos locales no lo afecta, de igual manera su tiempo de ejecución es alto en comparación con otros métodos, pero factible para sistemas de distribución radiales. Trabaja con valores discretos de capacidades de las CFV, permitiendo ubicar desde una hasta n centrales. Permite asignar varias capacidades a un mismo nodo y dividir en módulos la capacidad total, de manera que encuentra la configuración y puntos de conexiones óptimos para cada central. Además, se pueden analizar casos donde la CFV genere o consuma una determinada potencia reactiva, de manera que su uso se puede generalizar a cualquier tecnología. Cabe destacar que todo el análisis se realiza para el sistema en estado estacionario. El usuario debe ingresar al programa los parámetros y restricciones del sistema eléctrico de distribución. Entre los parámetros se encuentran: la cantidad de nodos, los valores y ubicación de las cargas eléctricas, las resistencias y reactancias de los alimentadores, los nodos de envío y recibo de cada alimentador y la tensión nominal para calcular el flujo de cargas. Las restricciones del sistema son: la tensión mínima y máxima permitida en los nodos, las corrientes máximas que pueden circular por cada alimentador y las capacidades mínima y máxima que se pueden instalar por nodos. A continuación, se procede a explicar cada uno de los pasos del método.

Paso 1: El usuario debe ingresar al programa los parámetros y restricciones del sistema eléctrico de distribución. Entre los parámetros se encuentran: la cantidad de nodos, los valores y ubicación de las cargas eléctricas, las resistencias y reactancias de los alimentadores, los nodos de envío y recibo de cada alimentador y la tensión nominal para calcular el flujo de cargas. Las restricciones del sistema son: la tensión mínima y máxima permitida en los nodos, las corrientes máximas que pueden circular por cada alimentador y las capacidades mínima y máxima que se pueden instalar por nodos.

Paso 2: Se ingresan la cantidad de CFV que se desean instalar y su capacidad. Se definen los elementos del vector (c) .

Paso 3: El usuario elige el tipo de problema de optimización que desea resolver: minimizar las pérdidas totales de potencia activa o minimizar la desviación de tensión.

Paso 4: El algoritmo explicado en el epígrafe "Algoritmo para generar cada solución posible del problema de asignación generalizado" permite generar todas las matrices de solución del problema de asignación generalizado. El paso 4 carga la matriz $(M)^i$ según la coordenada i del vector (A) y prepara las condiciones para ejecutar el flujo de cargas.

Paso 5: Se ejecuta el flujo de cargas y con sus resultados, se calcula el valor de la función objetivo según el problema de optimización que haya elegido resolver el usuario.

Paso 6: En caso de que la asignación actual ofrezca mejores resultados que alguna anterior, se comprueban si se incumplen las restricciones del problema de optimización.

Paso 7: Si no se incumple ninguna restricción, se almacena el valor de la asignación i en la variable u y se modifica el valor de F_0 .

Paso 8: Se comprueba si se generaron todas las asignaciones posibles del problema de asignación generalizado, y en caso de ser cierta esta sentencia, se muestra la matriz de solución (M) con las ubicaciones de las CFV y el valor de la función objetivo, finalizando el programa.

SIMULACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Para demostrar las potencialidades del algoritmo propuesto se tomará como caso de estudio un sistema radial de complejidad relativamente baja, de 33 nodos del IEEE [20]–[22]. La tensión nominal del circuito es de 12,66 kV y la frecuencia de operación es de 60 Hz. El nodo 1 es de tensión controlada y sirve de unión con el resto del sistema eléctrico. El circuito posee cargas en cada uno de sus nodos (excepto en el 1) las cuales demandan potencias activas de entre 45 kW y 420 kW, y reactivas de 10 kvar a 200 kvar. La carga total del circuito es de 3 715 kW y 2 300 kvar y las pérdidas totales de potencia activa del sistema son de 202,7 kW.

Validación del algoritmo

Para la validación del algoritmo propuesto se comparan los resultados con los de [15], en el cual los autores identifican los mejores resultados utilizando el método de "Biogeography-Based Optimization Algorithm" (BBO).

El método utilizado por [15] varía la capacidad de cada central fotovoltaica, por tanto, se escogerán estos valores para comparar si el algoritmo propuesto las conecta en los mismos nodos y cuál es el valor de las pérdidas totales de potencia activa y de las tensiones al peor nodo. En la tabla 1, se evidencia como las CFV se ubican en los mismos nodos, por su parte los valores de las pérdidas de potencia activa totales solo difieren en un 0,066%.

Tabla 1: Comparación de resultados del punto óptimo de instalación de tres CFV

BBO		Algoritmo propuesto	
Nodo	Capacidad (kW)	Nodo	Capacidad (kW)
14	753,9	14	753,9
24	1099,4	24	1099,4
30	1071,4	30	1071,4
Pérdidas totales (kW)			
71,5		71,4549	

El nodo con la mayor caída de tensión fue el 18 para ambos métodos. Con el BBO la tensión fue de 0,9722 pu lo que representa un 0,361% mayor que los 0,9687 pu con el método propuesto. Analizando los resultados obtenidos de la comparación entre el algoritmo propuesto y el desarrollado en [15], donde las CFV fueron conectadas en los mismos puntos y la diferencia entre las pérdidas de potencia activa y las tensiones en los nodos fueron menores al 0,4% en todos los casos, se puede ratificar la validación del algoritmo propuesto.

Casos de estudios analizados

El primer caso de estudio analizado fue el de la conexión de una CFV de 1 MW que puede trabajar: consumiendo potencia reactiva, entregando potencia reactiva (ambas a un equivalente de factor de potencia de 0,9, de acuerdo a valores típicos dados por los fabricantes y operadores de los sistemas eléctricos) o sin consumir ni entregar potencia reactiva (factor de potencia unitario). El algoritmo instaló la CFV, consumiendo potencia reactiva, en el nodo 8. La reducción de pérdidas totales de potencia activa fue de 17,52% con respecto al estado inicial del sistema, antes de instalar generación fotovoltaica. Sin embargo, si la generación fotovoltaica además de potencia activa, inyecta potencia reactiva a la red, las pérdidas con respecto al caso inicial disminuyen hasta un 54,17%, cuando el algoritmo coloca la CFV en el nodo 30, siendo de todas las posiciones, la mejor variante. Sin consumir ni generar potencia reactiva, la central es también colocada en el nodo 30, pero con una reducción de pérdidas del 37,20%. Nótese en este caso de estudio, que cuando cambia el modo de trabajo de la CFV, también puede cambiar el mejor punto de conexión con la red. Este resultado es importante para evitar un mal dimensionamiento de las centrales y escoger el mejor modo de operación de la misma cuando lo que se persigue es minimizar las pérdidas totales de potencia activa. Es posible que, si la CFV es de una capacidad muy grande, se incumplan determinadas restricciones del sistema, en cuyo caso el algoritmo es capaz de eliminar esas variantes del análisis, manteniendo todas las variantes que cumplan técnicamente. En la figura 5, se muestra el comportamiento de las pérdidas del sistema al conectar una CFV de 3 MW entregando potencia reactiva. Solo son mostrados los nodos en los que no se incumple ninguna restricción. En este caso, el mejor punto de conexión es el nodo 6 donde las pérdidas disminuyen a 65,32 kW, lo que representa una disminución del 67,77% respecto a las condiciones iniciales.

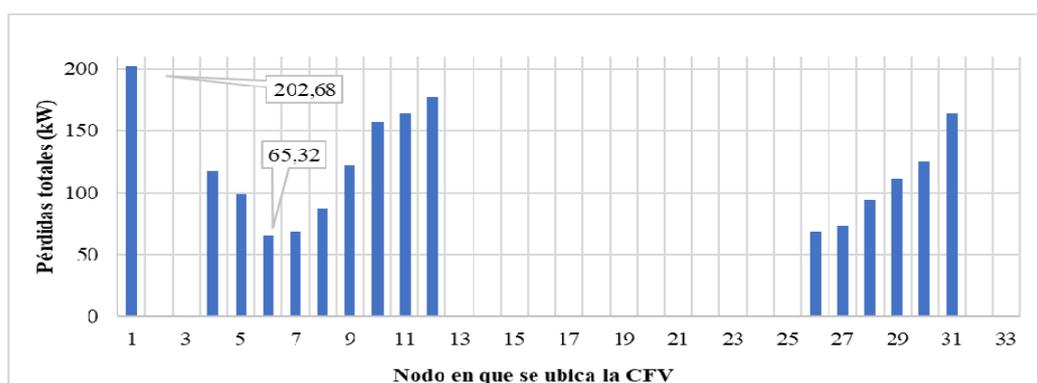


Fig. 5. Pérdidas totales de potencia activa del sistema, al conectar una CFV de 3 MW entregando potencia reactiva

La conexión de una CFV de 3 MW presenta resultados superiores a los obtenidos con 1 MW en cuanto a disminución de las pérdidas. Además, al aumentar la capacidad de la CFV cambia el punto de conexión con la red del nodo 30 al nodo 6. Sin embargo, debido a su tamaño en relación con las cargas del circuito se limita la cantidad de nodos donde pudiera conectarse, el algoritmo ofrece la posibilidad de dividir la capacidad de las CFV, dando la posibilidad de distribuir las dentro del propio circuito. Por esa razón, se analiza la conexión de una potencia total de 3 MW dividida en varias CFV.

En la tabla 2, se comparan los resultados para cuatro configuraciones y para el caso base o inicial. Se evidencia que, mientras más se distribuya la generación fotovoltaica, se minimizan más las pérdidas totales de potencia activa. La última configuración alcanza una reducción de hasta un 92,34% con respecto a las iniciales, aumentando enormemente la eficiencia del circuito. Un dato importante a analizar es el tiempo que utiliza el algoritmo en realizar los cálculos. Es evidente la tendencia al crecimiento exponencial a la medida que se instalan más CFV.

Tabla 2: Análisis de la conexión de múltiples CFV

CFVs	Capacidad de las CFVs	Ubicación	Pérdidas (kW)	Reducción pérdidas (%)	Tiempo (s)
0	0	-	202,68	0,00%	0,0599
1	3 MW	6	65,32	67,77%	0,0951
2	1,5 MW	30; 8	45,51	77,55%	0,485
3	1 MW	30; 24; 12	20,51	89,88%	8,733
4	0,75 MW	31; 26; 25; 14	15,52	92,34%	3 725,239

Debido a las condiciones geográficas del terreno o a intereses económicos, la conexión de las CFV puede estar restringida a ciertos nodos del sistema. El algoritmo también ofrece la posibilidad de limitar los nodos de análisis. Para este caso, se decide analizar la conexión de una CFV de 1 MW entre los nodos del 7 al 15, la figura 6, muestra los resultados obtenidos. Para esta configuración el mejor punto de conexión es el nodo 12 donde se obtienen pérdidas de 104,89 kW, lo que representa una reducción del 48,25% con respecto a las pérdidas iniciales del sistema.

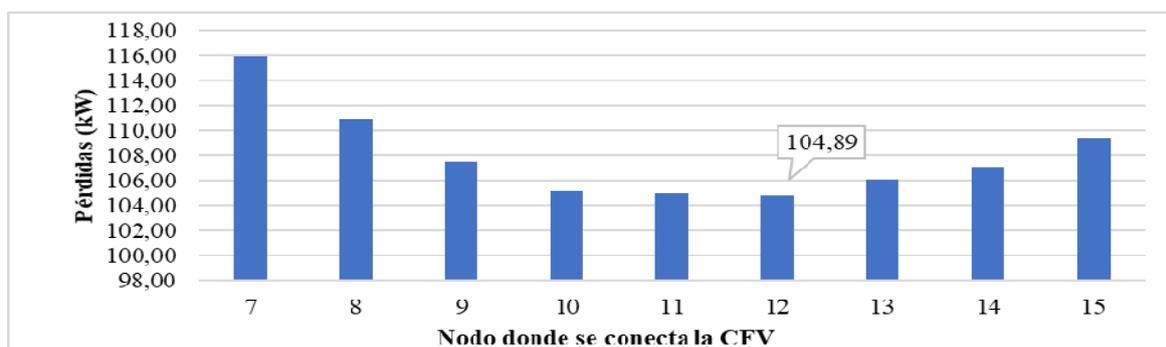


Fig. 6. Pérdidas totales de potencia activa para la conexión de una CFV de 1 MW, con restricción de nodos

Cuando el algoritmo se emplea para minimizar la desviación de tensión del sistema, no se reducen tanto las pérdidas totales de potencia activa; sin embargo, se obtienen tensiones más cercanas a la nominal, en todos los nodos del sistema. La tabla 3, muestra los resultados obtenidos para una CFV de 1 MW, con diferentes modos de operación.

Tabla 3: Conexión de una CFV de 1 MW atendiendo a la función objetivo de minimizar la desviación de tensión

Condición de la CFV	Nodo donde se conecta la CFV	Valor de la función objetivo	Pérdidas (kW)	Umin (kV)
Sin CFV	-	0,1171	202,68	11,56
1 MW _{fp} =1	17	0,0434	141,74	11,79
1 MW (entrega Q)	16	0,0311	112,99	11,86
1 MW (consume Q)	16	0,0648	189,68	11,72

Al igual que para la función objetivo anterior, la mejor condición de las analizadas es la conexión de una CFV de 1 MW entregando potencia reactiva, ya que presenta la tensión mínima más alta con 11,86 kV. Sin embargo, el punto de conexión es diferente, siendo ahora el nodo 16. Por su parte el aumento de la generación de la CFV a 3 MW y su distribución en varias centrales conectadas en distintos nodos, disminuye considerablemente el valor de la función objetivo del sistema.

El comportamiento más favorable se presenta cuando se instalan cuatro CFV de 0,75 MW. La tensión mínima, para esta configuración, es de 12,58 kV lo que representa un 99,47 % de la tensión nominal del sistema. Esta configuración (4 CFV) permite un mejor comportamiento de la tensión, con valores muy cercanos a la tensión nominal en todos los nodos, ya que se suplen con pequeñas unidades generadoras los consumos locales de las ramas del sistema, disminuyendo las transferencias de potencia por las líneas y las caídas de tensión. La figura 7, muestra el perfil de tensión para estas configuraciones.

Es importante destacar que el algoritmo comprueba las tensiones en todos los nodos, y de existir alguna que incumpla con las restricciones, desecha la variante.

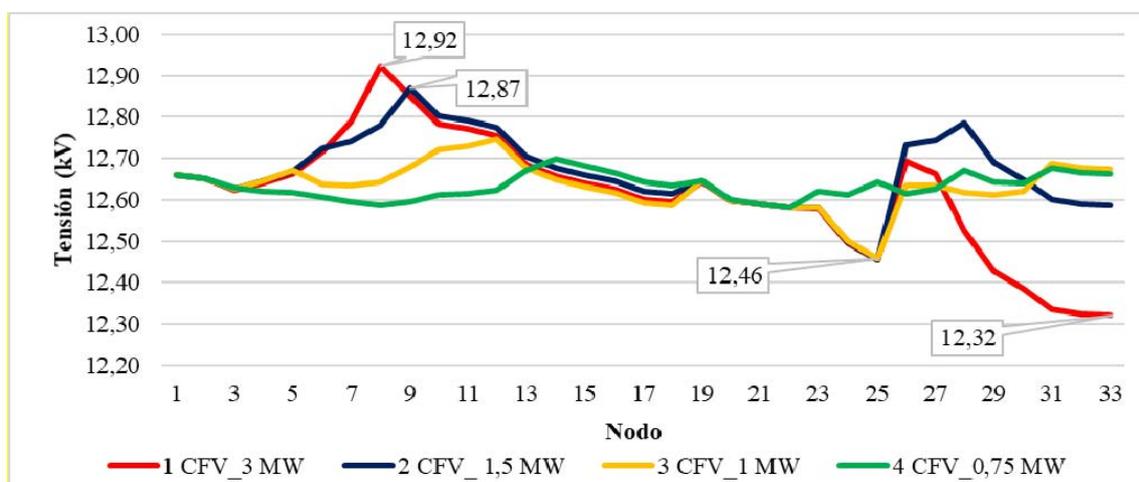


Fig. 7. Comportamiento de las tensiones de los nodos del sistema cuando el algoritmo persigue minimizar la desviación de tensión en el mismo, instalando varias CFV con una capacidad total de 3 MW

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se desarrolló un algoritmo basado en técnicas de optimización que permite identificar el mejor punto de conexión de una o varias CFV en una red de distribución radial. Este permite escoger entre dos funciones objetivo, obtener la mayor reducción de pérdidas de potencia activa u obtener el mejor perfil de tensión. El algoritmo se validó y se ejecutó en un sistema eléctrico de prueba, de 33 nodos, dado por el IEEE, que permite mostrar todas sus potencialidades. Con este método de optimización, se logra analizar diferentes modos de operación de las CFV, ubicar CFV de diferentes capacidades y limitar el número de nodos donde se pueden conectar la generación fotovoltaica. La principal ventaja del algoritmo es que realiza una búsqueda exhaustiva de todas las posibles configuraciones del sistema y por tanto evita posibles errores derivados de la presencia de mínimos locales. De igual manera, esta característica permite la obtención de numerosos resultados con el análisis del sistema, sin necesidad de rehacer el proceso. La ubicación de la central fotovoltaica dentro de la red eléctrica dependerá de la función objetivo que se analice, obteniéndose diferentes puntos de conexión para cada una, aunque puede que, en dependencia del sistema analizado y bajo ciertas condiciones, se obtengan soluciones óptimas equivalentes. La principal desventaja de este método radica en su tiempo de ejecución, el cual aumenta exponencialmente, a medida que se pretendan instalar más CFV y se analicen más nodos de conexión del sistema eléctrico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ROSSATI A. "Global Warming and Its Health Impact". *Int J Occup Environ Med*, vol. 8, n. 1, p. 7-20, ene. 2017, doi: 10.15171/ijoem.2017.963. Disponible en: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC6679631/>
- [2] REN21. "RENEWABLES 2019: GLOBAL STATUS REPORT". Paris, Francia, 2019. [En línea]. Disponible en: www.ren21.net
- [3] IRENA. "International Energy Outlook 2019". p. 85. Disponible en: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf>
- [4] VAZQUEZ L., et al. "Energy System Planning towards Renewable Power System: Energy Matrix Change in Cuba by 2030". *IFAC-PapersOnLine*, vol. 51, n. 28, p. 522-527, 2018, doi: 10.1016/j.ifacol.2018.11.756. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405896318334773>
- [5] MASTERS H. y P. Swofford. "Financing Renewable Energy in Cuba". p. 51, 2018. Disponible en: https://dukespace.lib.duke.edu/dspace/bitstream/handle/10161/16595/Financing%20Renewable%20Energy%20in%20Cuba_Masters-Swofford.pdf
- [6] PEDRAZA J. M.. "Solar Energy in Cuba: Current Situation and Future Development". vol. 6, p. 15, 2019. Disponible en: <https://www.zealpress.com/wp-content/uploads/2019/06/JSERU-V6A1-Pedraza.pdf>
- [7] KARIMI M., et al. "Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, p. 594-605, ene. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.08.042. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403211500903X>

- [8] CHAUDHARY P. y M. Rizwan. "Voltage regulation mitigation techniques in distribution system with high PV penetration: A review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, p. 3279-3287, feb. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.10.017. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117313989>
- [9] DONG J. *et al.* "Operational impacts of high penetration solar power on a real-world distribution feeder". en 2018 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), Washington DC, DC, USA, feb. 2018, p. 1-5, doi: 10.1109/ISGT.2018.8403344. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8403344>
- [10] VARGAS M. C., M. A. Mendes, y O. E. Batista. "Impacts of High PV Penetration on Voltage Profile of Distribution Feeders Under Brazilian Electricity Regulation". en 2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON), São Paulo, Brazil, nov. 2018, p. 38-44, doi: 10.1109/INDUSCON.2018.8627070. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8627070>
- [11] HAQUE M. M. y P. Wolfs. "A review of high PV penetrations in LV distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, p. 1195-1208, sep. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.04.025. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032116300429>
- [12] SUSANTO J., F. Shahnia, y D. Ludwig. "A framework to technically evaluate integration of utility-scale photovoltaic plants to weak power distribution systems". *Applied Energy*, vol. 231, p. 207-221, dic. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.09.130. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261918314430>
- [13] SWIEF R. A. y T. S. Abdel-Salam. "PV impact on distribution system performance following grey wolf algorithm", en 2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), Cairo, dic. 2017, p. 437-444, doi: 10.1109/MEPCON.2017.8301217. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8301217>
- [14] NAUPARI D. Z., Y. P. Molina, y A. Coronel. "Optimal Sizing of Photovoltaic Systems in Distribution Networks using Particle Swarm Optimization", en 2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA), Lima, sep. 2018, p. 1-5, doi: 10.1109/TDC-LA.2018.8511782. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8511782>
- [15] DUONG M. Q., *et al.* "Determination of Optimal Location and Sizing of Solar Photovoltaic Distribution Generation Units in Radial Distribution Systems". *Energies*, vol. 12, n. 1, p. 174, ene. 2019, doi: 10.3390/en12010174. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/1/174>
- [16] SINHA S. y S. S. Chandel. "Review of recent trends in optimization techniques for solar photovoltaic-wind based hybrid energy systems". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. vol. 50, p. 755-769, 2015. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032115005006>
- [17] DORIGO M., V. Maniezzo, y A. Colomi. "Ant system: optimization by a colony of cooperating agents", *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part B (Cybernetics)*, vol. 26, n. 1, p. 29-41, feb. 1996, doi: 10.1109/3477.484436. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/484436>
- [18] COLORNI A., M. Dorigo, F. Maffioli, V. Maniezzo, G. Righini, y M. Trubian. "Heuristics from Nature for Hard Combinatorial Optimization Problems". *International Transactions in Operational Research*, vol. 3, n. 1, p. 1-21, 1996, doi: 10.1111/j.1475-3995.1996.tb00032.x. Disponible en: <http://staff.washington.edu/paymana/swarm/colorni96-itor.pdf>
- [19] HAQUE M. H. "Efficient load flow method for distribution systems with radial or mesh configuration". *IEE Proc., Gener. Transm. Distrib.*, vol. 143, n. 1, p. 33, 1996, doi: 10.1049/ip-gtd:19960045. Disponible en: https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-gtd_19960045
- [20] RAJARAM, R., Sathish Kumar, K, y Rajasekar, N. "Power system reconfiguration in a radial distribution network for reducing losses and to improve voltage profile using modified plant growth simulation algorithm with Distributed Generation (DG)". *Energy Reports* 2015. vol. 1, p. 116-122. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484715000165>
- [21] DIXIT M., P. Kundu, y H. R. Jariwala. "Optimal placement of PV array in distribution system for power loss minimization considering feeder reconfiguration", en 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Florence, Italy, jun. 2016, p. 1-6, doi: 10.1109/EEEIC.2016.7555662. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7555662>
- [22] DINAKARA Prasad Reddy P., Veera Reddy V.C., y Gowri Manohar T. "Optimal renewable resources placement in distribution networks by combined power loss index and whale optimization algorithms". *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, vol. 5, n. 2, p. 175-191, sep. 2018, doi: 10.1016/j.jesit.2017.05.006. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2314717217300259>

CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existen conflictos de intereses

CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

Urbano José Pedraza Ferreira: <https://orcid.org/0000-0001-6966-3548>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Carlos Abel Perdomo Pérez: <https://orcid.org/0000-0003-2855-7014>

Diseño de la investigación, recolección de datos, participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Ariel Santos Fuentefria: <https://orcid.org/0000.0002.9131.5539>

Diseño de la investigación, participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Martín Rapado Acosta: <https://orcid.org/0000-0003-1011-2404>

Redacción del borrador del artículo la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Alfredo M. Del Castillo Serpa: <https://orcid.org/0000-0001-9146-596X>

Diseño de la investigación, redacción del borrador del artículo la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.