

Artículo de investigación

## Integración eficiente de bancos de condensadores para minimizar costos de inversión y operación en sistemas de distribución de media tensión

### Efficient Integration of Capacitor Banks for Minimizing Investment and Operation Costs in Medium Voltage Distribution Systems

Mauricio Gómez-Poveda<sup>1</sup>✉, Iván Ramiro Sanabria-Guacheta<sup>1</sup>✉, Oscar Danilo Montoya<sup>1</sup>✉, Walter Gil-González<sup>2</sup>✉ y Edwin Rivas-Trujillo<sup>1</sup>✉

<sup>1</sup>Grupo de Compatibilidad e Interferencia Electromagnética (GCEM), Facultad de Ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá 110231, Colombia.

<sup>2</sup>Department of Electrical Engineering, Facultad de Ingeniería, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira 660003, Colombia.

**Recepción:** 23-mayo-2024    **Aceptado:** 28-abril-2025    **Publicado:** 20-julio-2025

**Cómo citar:** Gómez-Póveda, M., Sanabría Guachetá, I. R., Montoya Giraldo, O. D., Gil-González, W., & Rivas Trujillo, E. (2025). Integración eficiente de bancos de condensadores para minimizar costos de inversión y operación en sistemas de distribución de media tensión. *Ciencia En Desarrollo*, 16(2). doi: 10.19053/uptc.01217488.v16.n2.2025.17667

#### Resumen

Este artículo presenta una metodología híbrida de maestro-esclavo para la integración eficiente de bancos de condensadores con el objetivo de minimizar costos de inversión y operación en sistemas de distribución de media tensión. En la etapa esclava, se emplea el método de aproximaciones sucesivas para evaluar el flujo de potencia asociado a cada posible configuración de capacitores a instalar. Mientras tanto, en la etapa maestra, se implementa el algoritmo de manada de caballos salvajes para ubicar y dimensionar los bancos de condensadores en los sistemas de distribución. La metodología híbrida se aplica a sistemas de prueba compuestos de 33 y 69 nodos, y se compara con varios algoritmos metaheurísticos. Los resultados de simulación demuestran que el algoritmo propuesto ofrece soluciones mejoradas en comparación con los otros algoritmos analizados.

**Palabras Clave:** Metodología híbrida, sistemas de distribución, algoritmo de manada de caballos salvajes, bancos de condensadores

#### Abstract

This article presents a hybrid master-slave methodology for the efficient integration of capacitor banks with the objective of minimizing investment and operation costs in medium voltage distribution systems. In the slave stage, the method of successive approximations is used to evaluate the optimal power flow. Meanwhile, in the master stage, the wild horse herd algorithm is implemented to locate and size the capacitor banks in the distribution systems. The hybrid methodology is applied test feeders composed of 33 and 69 nodes and compared with several metaheuristic algorithms. The simulation results demonstrate that the proposed algorithm offers improved solutions compared to the other analyzed algorithms.

**Keywords:** Hybrid methodology, distribution systems, wild horse herd algorithm, capacitor banks.

## 1. Introducción

Los sistemas de distribución corresponden a la interconexión de múltiples dispositivos que permiten la entrega segura y eficiente de energía eléctrica en una zona geográfica específica, *e.g.* una ciudad o una zona rural. Estos sistemas están conformados por líneas de distribución, transformadores, subestaciones y otros elementos que se encargan de llevar la energía eléctrica desde las plantas de generación hasta los usuarios finales [1]. La naturaleza inductiva de las cargas en una red eléctrica de media tensión hacen que la eficiencia del sistema se disminuya con la distancia, debido a las caídas de tensión causada por el flujo de potencia reactiva desde la subestación [2]. Por lo tanto, para dar solución a esta problemática típicamente se considera implementación de bancos de condensadores, los cuales son dispositivos eléctricos utilizados para corregir el factor de potencia, están compuestos por un conjunto de condensadores conectados en paralelo y diseñados para almacenar y liberar potencia reactiva de manera controlada [3]. Por ende, surge el problema de hallar su óptimo dimensionamiento y encontrar una ubicación adecuada para la instalación de dichos dispositivos [4]. Con el fin de reducir las pérdidas en los sistemas de distribución, así como también, mejorar los perfiles de tensión. Sin embargo, la implementación de bancos de condensadores debe ser adecuada para generar problemas de sobre tensión en los sistemas de distribución o aumentar sus pérdidas [5]. Por lo tanto, es necesario implementar modelo y estrategias de optimización para la ubicación y dimensionamiento óptimo de los bancos de condensadores en los sistemas de distribución.

Los algoritmos metaheurísticos son una gran herramienta para determinar el dimensionamiento adecuado (eficiente) de los bancos de condensadores y su ubicación dentro del sistema, debido a que estos permiten trabajar con grandes volúmenes de datos y variables, lo que los hace especialmente útiles en sistemas de potencia de gran dimensión [6]. En la literatura especializada se han propuesto diferentes algoritmos metaheurísticos para la integración óptima de la compensación de potencia reactiva en redes de distribución, considerando bancos de condensadores, para minimizar costos y maximizar la eficiencia en sistemas eléctricos.

Los autores de [7] utilizaron el algoritmo del murciélago basado en su habilidad de ecolocalización a fin de obtener la ubicación y dimensionamiento óptimo de condensadores en sistemas de distribución radiales, utilizando sistemas de prueba de 34 y 85 nodos. En la referencia [8], los autores realizaron la asignación de generación distribuida y bancos de condensadores ubicándolos en el mismo nodo, aplicando el método de Montecarlo secuencial y la cópula de banda diagonal. Los autores de [9] presentaron el algoritmo de colonia de abejas artificiales para la optimización numérica, modelando la búsqueda del alimento de abejas. Es una solución simple y robusta basada en población, presentando un enfoque para la asignación de condensadores estáticos en redes de distribución radial, sin embargo, demostraron la poca efectividad de este algoritmo para relacionar los factores de sensibilidad a las pérdidas, causando que no siempre se indique la ubicación adecuada.

En [10], los autores realizaron la asignación óptima de con-

densadores a fin de maximizar la estabilidad del voltaje y disminuir las pérdidas de energía, cuyo funcionamiento se divide en dos partes, primero usan reglas difusas de expertos con el objetivo de calcular los mejores nodos candidatos, luego utiliza un algoritmo genético de clasificación no dominado de segundo orden para encontrar un listado de soluciones óptimas y por último un tomador de decisiones difuso para elegir la mejor solución. En [11], se usó el algoritmo de explosión de minas, el cual se basa en estudiar el comportamiento de los fragmentos de la explosión de una bomba de mina, buscando encontrar la óptima ubicación para crear el mayor impacto, con el fin de disminuir las pérdidas de energía en los sistemas de distribución, disminuir la afectación a los perfiles de tensión y mejorar el factor de potencia, utilizaron las redes IEEE de 33 y 69 nodos, logrando una reducción en las pérdidas del 34,13 % y 34,10 % respectivamente.

Los autores de [12], propusieron un algoritmo de polinización de flores para determinar la ubicación óptima de condensadores, pero solo se tiene un parámetro clave de probabilidad, lo que hace que sea más rápido de implementar y se alcance pronto una solución óptima. En [13], se presentó una formulación multiobjetivo para dar solución a los problemas de calidad de energía. La aplicación desarrollada está basada en el algoritmo genético de búsqueda no dominada elitista de segunda generación que permite obtener la frontera de Pareto del problema de optimización.

La Tabla 1 presenta un resumen bibliográfico de los algoritmos utilizados para abordar la compensación eficiente de potencia reactiva mediante bancos de condensadores de paso fijo en redes eléctricas de media tensión. Los algoritmos predominantes son técnicas metaheurísticas de optimización, elegidas por su capacidad para producir resultados de alta calidad con bajo esfuerzo computacional. Sin embargo, la eficacia de estos algoritmos está relacionada con los ajustes específicos aplicados. Aunque se han utilizado ampliamente, no se ha encontrado en la literatura especializada el uso del algoritmo de manada de caballos salvajes para la ubicación y dimensionamiento óptimos de bancos de condensadores. Esto se debe a que es un algoritmo relativamente nuevo cuyo potencial en ingeniería aún no ha sido completamente explorado.

Este artículo desarrolla una metodología híbrida de maestro-esclavo para la integración eficiente de bancos de condensadores con el fin de minimizar costos de inversión y operación en los sistemas de distribución de media tensión. La metodología de solución empleó en su etapa esclava el método de aproximaciones sucesivas, el cual realizaba la evaluación del flujo de potencia óptimo [16]. Mientras que en su etapa maestra implementa el algoritmo de manada de caballos salvajes (AMCS), en donde se ubican y dimensionan los bancos de condensadores en los sistemas de distribución. La metodología híbrida es implementada en los sistemas de prueba compuestos de 33 y 69 nodos, y es comparada con diferentes algoritmos metaheurísticos. Los resultados de simulación muestran que el algoritmo propuesto alcanza mejoras soluciones que las otros algoritmos analizados en la literatura especializada [6].

Nótese que en la Figura 1 se ilustra esquemáticamente la

Tabla 1: Resumen bibliográfico sobre algoritmos metaheurísticos.

Algoritmo aplicado	Función objetivo	Sistemas de prueba	Ref.
Algoritmo de murciélago	Maximizar el ahorro anual de la red minimizando las pérdidas totales de energía real en el sistema de distribución	Redes radiales de 34 y 85 Nodos	[7]
Algoritmo de polinización de flores y factores de sensibilidad a las pérdidas	Minimizar el costo de total determinado la ubicación óptima de los condensadores	Redes radiales de 10, 33 y 69 nodos	[12]
Algoritmo de explosión de minas	Asignación óptima de condensadores en redes distribución radial para mitigar las pérdidas totales de energía	Redes radiales de 33 y 69 Nodos	[11]
Optimizador híbrido de lobo gris	Minimizar los costos de inversión en condensadores, la pérdida de potencia del sistema o la pérdida de energía, determinando la ubicación y dimensionamiento óptimo de condensadores	Redes radiales de 34, 69 y 119 Nodos	[14]
Algoritmo de búsqueda de armonía	Reducción de las pérdidas de energía y la minimización de costos	Red radial de 69 nodos	[15]

metodología de optimización propuesta para la ubicación óptima de bancos de condensadores en redes eléctricas de distribución, empleando un algoritmo de optimización. En esta figura se observa que el AMCS ha sido seleccionado como la metodología de solución; sin embargo, este es solo uno de los posibles métodos aplicables a este problema. Esto indica que, en futuras investigaciones, se pueden proponer y comparar nuevas metodologías con los resultados alcanzados en este trabajo.

Es importante mencionar que el AMCS se selecciona como técnica de optimización para la ubicación y dimensionamiento de bancos de condensadores en redes de distribución debido a su capacidad de balancear la exploración y explotación del espacio de búsqueda. Este balance es crucial para resolver problemas complejos y no lineales, garantizando una alta probabilidad de encontrar soluciones óptimas globales. A diferencia de otros métodos convencionales, como los métodos exactos o basados en gradiente, que pueden quedarse atrapados en óptimos locales, el AMCS incorpora mecanismos inspirados en el comportamiento social de una manada de caballos salvajes, lo que le permite escapar de estos óptimos y mejorar su rendimiento en la búsqueda de soluciones. Además, la estructura adaptativa del AMCS resulta especialmente eficaz para abordar la complejidad y variabilidad inherentes de las redes de distribución, ya que facilita la consideración de múltiples variables, restricciones y objetivos de manera simultánea.

Frente a otros algoritmos metaheurísticos populares, como el enjambre de partículas, el algoritmo genético o el algoritmo de evolución diferencial, el AMCS destaca por su capacidad de diversificar e intensificar la búsqueda de manera equilibrada, lo que se traduce en una convergencia más rápida y en la obtención de soluciones de mayor calidad. Esta ventaja es particularmente relevante para el problema de la ubicación y dimensionamiento de bancos de condensadores, ya que implica no solo mejorar la eficiencia energética y reducir pérdidas, sino también garantizar la estabilidad de la tensión y el control efectivo de la potencia reactiva en la red. El empleo del AMCS permite obtener resultados competitivos, ampliando las perspectivas de futuras investigaciones al

comparar su rendimiento con otras metodologías y explorar aplicaciones prácticas más amplias en la optimización de redes eléctricas de distribución.

Este artículo está organizado de la siguiente manera: En la sección 2 se establece el modelo matemático presentando la función objetivo, las restricciones y la complejidad matemática. En la sección 3 se explica el algoritmo de manada de caballos salvajes, como se crea la población inicial, el comportamiento de pastoreo, proceso de apareamiento, liderazgo de grupo, intercambio y selección de líderes. En la sección 4 se presentan los sistemas de prueba con sus respectivos parámetros, la curva de carga y los escenarios a analizar. En la sección 5 se muestran los resultados obtenidos en cada uno de los escenarios planteados y una comparativa con los resultados de la literatura especializada existente. Finalmente, en la sección 6 se encuentran las conclusiones y posibles trabajos futuros derivados de esta investigación.

## 2. Modelizado matemático

En esta sección se muestra el modelo matemático que representa el problema de la integración óptima de la compensación de potencia reactiva en redes de distribución, considerando bancos de condensadores de paso fijo, con el fin de minimizar costos de inversión y operación para un horizonte de operación determinado. Este se trata de un problema de programación no lineal entero mixto (MINLP, por sus siglas en inglés), según [17] y [18] esta integra la complejidad combinatoria de optimizar conjuntos de variables discretas con los retos de manejar funciones no lineales. El modelo MINLP involucra variables y restricciones no lineales, tal como lo son las ecuaciones de flujo de potencia, además, y contiene variables discretas y continuas en su formulación matemática [5]. Para modelar este problema se tienen en cuenta los siguientes factores: curva de demanda de potencia, parámetros técnicos de la red y los costos de inversión [6]. Es así que, para abordar este problema, se emplea la formulación matemática que se presenta a continuación.

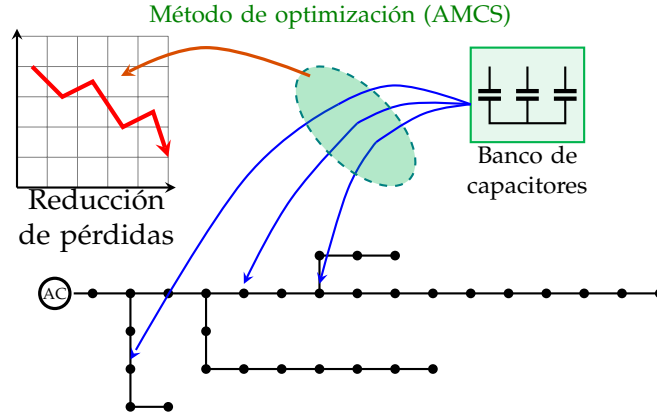


Figura 1: Ubicación óptima de condensadores en sistemas de distribución empleando un método de optimización

## 2.1. Funciones objetivo

La función objetivo busca minimizar el valor presente neto (VPN) para la instalación de bancos de condensadores en sistemas de distribución radial, teniendo en cuenta un escenario a 5 años, donde se pretende retornar la inversión de los costos relacionados a la compra, instalación, operación y mantenimiento, reduciendo las pérdidas en las líneas con el fin de tener un beneficio económico positivo. La función objetivo se define en la Ecuación (1) [6].

$$\text{mín } f = f_1 + f_2, \quad (1)$$

donde  $f_1$  corresponde a la primera componente de la función objetivo y determina los costos de las pérdidas en valor VPN. La estructura matemática de  $f_1$  se define en la Ecuación (2) [6].

$$f_1 = C_{kWh} T \left( \sum_{y \in Y} \left( \frac{1 + i_e}{1 + i_r} \right)^y \right) \times \left( \sum_{i \in N} \sum_{j \in N} \sum_{h \in H} (v_{ih} Y_{ij} v_{jh} \cos(\delta_{ih} - \delta_{jh} - \theta_{ij}) \Delta_h) \right) \quad (2)$$

donde  $C_{kWh}$  es el costo promedio del kilovatio hora en terminales de la subestación;  $T$  es la cantidad de días en un año;  $i_e$  corresponde a tasa de interés ligada al incremento en los gastos relacionados con las pérdidas de energía;  $i_r$  representa la tasa de retorno esperada por la empresa para cada inversión;  $v_{ih}$  es la magnitud del voltaje en los nodos  $i$  en el período  $h$ ;  $Y_{ij}$  es la magnitud de la admitancia de la línea entre los nodos  $ij$ ;  $v_{jh}$  corresponde a la magnitud del voltaje en los nodos  $j$  en el período  $h$ ;  $\delta_{ih}$  representa el ángulo del voltaje de los nodos  $i$  en el período  $h$ ;  $\delta_{jh}$  es el ángulo del voltaje de los nodos  $j$  en el período  $h$ ;  $\theta_{ij}$  define el ángulo de la admitancia de la línea entre los nodos  $ij$ ;  $\Delta_h$  corresponde a la duración de cada período de la curva de carga.  $Y$  es el conjunto con el número de años;  $N$  es el conjunto con todos los nodos del sistema;  $H$  define conjunto con todos los períodos del día.

Por otro lado,  $f_2$  representa los costos de compra, instalación, operación y mantenimiento de los bancos de condensadores

en VPN, como se observa en la Ecuación (3) [6].

$$f_2 = \sum_{i \in N} \sum_{c \in C} (C_c^{comp} Q_{ic} + C_c^{ins}) x_{ic} + \sum_{i \in N} \sum_{c \in C} \left( C_c^{ope} T_c \left( \sum_{y \in Y} \left( \frac{1 + i_o}{1 + i_r} \right)^y \right) \right) x_{ic} \quad (3)$$

donde  $C_c^{comp}$  es el costo de compra del condensador  $c$ ;  $C_c^{ins}$  representa el costo de instalación del condensador  $c$ ;  $C_c^{ope}$  define el costo de operación y mantenimiento del condensador  $c$ ;  $Q_{ic}$  corresponde a la potencia reactiva del condensador  $c$  instalado en el nodo  $i$ ,  $T_c$  es un parámetro entero para el tipo de banco de condensadores que se utilizarán;  $i_o$  define la tasa de interés relacionada con el aumento de los costos de operación y mantenimiento de los bancos de condensadores;  $x_{ic}$  es una variable de decisión que define la instalación o no de un condensador  $c$  en el nodo  $i$ .

## 2.2. Conjunto de restricciones

Para el funcionamiento correcto de un sistema de distribución con compensación reactiva se requiere cumplir con algunas restricciones operativas tales como, balance de potencia activa y reactiva, regulación de tensión y número de bancos de condensadores, entre otras. En este sentido, las ecuaciones (4) y (5) hacen referencia al balance de potencia activa y reactiva por nodo y período, respectivamente.

$$p_{ih}^s - p_{ih}^d = v_{ih} \sum_{j \in N} Y_{ij} v_{jh} \cos(\delta_{ih} - \delta_{jh} - \theta_{ij}), \quad \{\forall i \in N, \quad \forall h \in H\} \quad (4)$$

$$q_{ih}^s - q_{ih}^d + \sum_{c \in C} Q_{ic} x_{ic} = v_{ih} \sum_{j \in N} Y_{ij} v_{jh} \sin(\delta_{ih} - \delta_{jh} - \theta_{ij}), \quad \{\forall i \in N, \quad \forall h \in H\} \quad (5)$$

donde  $p_{ih}^s$  es la potencia activa generada en el nodo  $i$  para el período  $h$ ;  $p_{ih}^d$  corresponde a la potencia activa generada en el nodo  $i$  para el período  $h$ ;  $q_{ih}^s$  representa la potencia activa

generada en el nodo  $i$  para el período  $h$ , y  $q_{ih}^d$  es la potencia activa demandada en el nodo  $i$  para el período  $h$ .

Las ecuaciones (6) y (7) definen los límites inferior y superior de generación de potencia activa y reactiva en el nodo  $i$  en el período  $h$ .

$$p_i^{g,\min} \leq p_{ih}^g \leq p_i^{g,\max}, \{\forall h \in H, \forall i \in N\} \quad (6)$$

$$q_i^{g,\min} \leq q_{ih}^g \leq q_i^{g,\max}, \{\forall h \in H, \forall i \in N\} \quad (7)$$

donde  $p_i^{g,\min}$  es la potencia activa mínima generada en el nodo  $i$ ;  $p_i^{g,\max}$  representa la potencia activa máxima generada en el nodo  $i$ ;  $q_i^{g,\max}$  corresponde a la potencia reactiva máxima generada en el nodo  $i$ , y  $q_i^{g,\min}$  define la potencia reactiva mínima generada en el nodo  $i$ .

La Ecuación (8) establece los límites de la regulación de tensión aplicable a la normativa de cada país [19].

$$v_{\min} \leq v_{ih} \leq v_{\max}, \{\forall h \in H, \forall i \in N\} \quad (8)$$

donde  $v_{\min}$  es la tolerancia mínima de voltaje en cada nodo y  $v_{\max}$  tolerancia máxima de voltaje en cada nodo.

La Ecuación (9) establece el número de bancos de condensadores disponibles para la instalación, la Ecuación (10) limita a que por nodo solo se pueda instalar un solo tipo de banco de condensadores y la Ecuación (11) determina el carácter binario de la variable de decisión.

$$\sum_{c \in C} \sum_{i \in N} x_{ic} \leq N_{cap}, \{\forall c \in C, \forall i \in N\} \quad (9)$$

$$\sum_{c \in C} x_{ic} \leq 1, \{\forall c \in C\} \quad (10)$$

$$x_{ic} \in \{0, 1\}, \{\forall c \in C, \forall i \in N\} \quad (11)$$

donde  $N_{cap}$  es número total de condensadores.

### 2.3. Complejidad matemática

El modelo matemático presentado desde (1) hasta (11) puede ser clasificado como un MINLP. Ya que este modelo contiene variables continuas y binarias. Las variables continuas están representadas por los flujos de potencias por las líneas, las potencias generadas, tensiones nodales y sus ángulos entre otras. Mientras que las variables binarias están representadas por la ubicación de los capacitores en el sistema y sus tamaños.

Por otro lado, note que para el desarrollo matemático las variables crecen de manera no lineal en relación al número de nodos  $n$ , el número de períodos  $h$ , y el número de condensadores  $N_{cap}$ , así como del tamaño de la población  $N_p$ , como se evidencia en la Tabla 2, teniendo un número total de  $nh + 3hN_{cap}N_p + 4nhN_p$  variables. En la Tabla 3 se evidencia que para el problema de óptima ubicación y dimensionamiento de bancos de condensadores en redes de media tensión se tiene un total de  $N_p(3 + 5nh + 3hN_{cap})$  ecuaciones, creciendo proporcionalmente al número de la población total  $N_p$ .

Analizando la cantidad de variables utilizadas en el modelo matemático y la cantidad de ecuaciones para definir la óptima ubicación y dimensionamiento de bancos de condensadores

Tabla 2: Variables utilizadas en el modelo matemático

Variable	Naturaleza	Cantidad
$\delta_{ih}$	Continua	$nh$
$S_{ih}^s$	Continua	$hN_{cap}N_p$
$S_{ih}^{sh}$	Continua	$nhN_p$
$v_{ih}$	Continua	$nhN_p$
$p_{ih}^d$	Continua	$(n-1)hN_p$
$p_{ih}^s$	Continua	$hN_p$
$q_{ih}^d$	Continua	$(n-1)hN_p$
$q_{ih}^s$	Continua	$hN_p$
$Q_{ic}$	Entera	$hN_{cap}N_p$
$x_{ic}$	Binaria	$hN_{cap}N_p$
<b>Total</b>		$nh + 3hN_{cap}N_p + 4nhN_p$

Tabla 3: Ecuaciones utilizadas en el modelo matemático

Ecuación	Cantidad
(1)	$N_p$
(2)	$N_p$
(3)	$N_p$
(4)	$nhN_p$
(5)	$nhN_p$
(6)	$nhN_p$
(7)	$nhN_p$
(8)	$nhN_p$
(9)	$hN_pN_{cap}$
(10)	$hN_pN_{cap}$
(11)	$hN_pN_{cap}$
<b>Total</b>	$N_p(3 + 5nh + 3hN_{cap})$

en redes de distribución de media tensión, se puede concluir que para resolver este tipo de problemas combinatorios se requiere de metodologías avanzadas de solución que equilibren la exploración y explotación del espacio de soluciones, con la respuesta obtenida y el tiempo de procesamiento [20].

### 3. Metodología de solución

En esta sección se explica la metodología de solución para el problema de integración óptima de compensación de potencia reactiva en redes de distribución, considerando bancos de condensadores de paso fijo, para minimizar costos y maximizar la eficiencia en sistemas eléctricos de media tensión, empleando el algoritmo de manada de caballos salvaje [21].

Para dar solución al modelo matemático mostrado en la sección anterior, se propone realizar un optimizador tipo maestro-esclavo a partir del algoritmo manada de caballos salvajes, el cual se divide en dos etapas principalmente:

- i. La primera de estas consta de la etapa maestra en donde se asignan los valores de tamaño y ubicación de los bancos de condensadores de paso fijo, la cual corresponde a la creación de la población inicial. También se obtiene los valores de compra, instalación y mantenimiento correspondiente a la componente de la función objetivo que hace referencia a dichos costos.
- ii. En segundo lugar, se desarrolla la etapa esclava donde se realiza el flujo de potencia a partir del método de aproximaciones sucesivas a fin de evaluar las condicio-

nes operativas del sistema para obtener las pérdidas de energía, puesto que son valores dependientes de la demanda de potencia activa y reactiva por nodo.

Posteriormente se evalúan todos individuos para ir seleccionando el mejor resultado utilizando el comportamiento de pastoreo, el proceso de apareamiento, el liderazgo de grupo y el intercambio y selección de líderes.

### 3.1. Métodos de aproximaciones sucesivas

Para realizar la evaluación del costo de la función objetivo es necesario correr un flujo de potencia, en la literatura actual existen varios métodos para solucionar el problema de flujo de potencia en redes eléctricas [16]. Uno de ellos es el método de aproximaciones sucesivas el cual permite realizar cálculos para redes de distribución radiales y malladas, donde se diferencia la demanda y generación de la ecuación del flujo de potencia para facilitar los cálculos a fin de determinar las pérdidas en el sistema [22]. Primero es necesario realizar la matriz de admitancias del sistema para identificar y separar la demanda y generación a fin de reescribir la ecuación de flujo de potencia y encontrar las corrientes y tensiones del sistema [16]. El método de aproximaciones sucesivas es eficiente en tiempos de procesamientos debido a que usa solo una matriz inversa y su fórmula iterativa se define en el dominio complejo como se muestra en la Ecuación (12), este proceso se itera hasta reducir el error, llegando a la solución correcta como se presenta en la Ecuación (13), según [22].

$$\begin{aligned} \mathbb{V}_{dh}^{m+1} &= -\mathbf{Y}_{dd}^{-1} \left( \mathbf{diag}^{-1} \left( \mathbb{V}_{dh}^{m,*} \right) \left( \mathbb{S}_{dh}^* - \mathbb{S}_{ch}^* \right) + \mathbf{Y}_{dg} \mathbb{V}_{gh} \right), \\ &\quad \{ \forall h \in H \} \quad (12) \\ \max_{h \in H} \left\{ \left| \left| \mathbb{V}_{dh}^{m+1} \right| - \left| \mathbb{V}_{dh}^m \right| \right| \right\} &\leq \varrho \quad (13) \end{aligned}$$

donde  $m$  es el contador iterativo;  $\mathbb{V}_{dh}$  es un vector complejo del voltaje en los nodos de demanda por período;  $\mathbb{V}_{gh}$  es un vector complejo del voltaje en los nodos de generación por período;  $\mathbf{Y}_{dd}$  es una matriz cuadrada que contiene la relación de admitancias entre los nodos de demanda;  $\mathbf{Y}_{dg}$  es una matriz rectangular que contiene las relaciones entre los nodos de demanda y generación;  $\mathbb{S}_{dh}^*$  es un vector que contiene el conjunto de cargas de potencia constante por nodo y período;  $\mathbb{S}_{ch}^*$  es un vector de inyecciones de potencia compleja en los nodos seleccionados donde deben colocarse condensadores;  $\mathbb{V}_{dh}^m$  corresponde a los voltajes de la iteración  $m$  por período y  $\varrho$  es la máxima tolerancia de error.

La selección del método de aproximaciones sucesivas para resolver el problema de flujo de potencia se justifica por la convergencia garantizada que presenta este enfoque, según el teorema del punto fijo de Banach, tal como lo demostraron los autores en [16]. Es importante mencionar que una de las ventajas del método de aproximaciones sucesivas radica en su capacidad para extenderse a redes de distribución con topología mallada, ya que su formulación incorpora de manera intrínseca la topología de la red en la matriz de admitancia nodal [22].

### 3.2. Algoritmo de manada de caballos salvajes

Este algoritmo fue elaborado por [23] se basa en el comportamiento de los caballos salvajes no territoriales cuyas dinámicas sociales están descritas por una organización grupal, donde cada uno de estos tiene un semental y una o varias yeguas o potros, una vez las crías están próximas a llegar a la madurez sexual abandonan su grupo de origen y se unen a otros grupos familiares a fin de evitar relaciones de parentesco por consanguinidad. En este método se evalúan los principales comportamientos, los cuales son, pastoreo, apareamiento, liderazgo y dominación [24]. A continuación, se detallan las principales características del algoritmo de optimización basado en manadas de caballos salvajes.

#### 3.2.1. Creación de la población Inicial

La población total  $N_p$  está dividida en dos grupos, la primera corresponde a los sementales ( $N_{St} = N_p P_s$ ), donde  $P_s$  es el porcentaje de sementales. El número de potros y yeguas equivale a la diferencia entre la población total y el número de sementales ( $N_{Pt} = N_p - N_{St}$ ) se divide equitativamente en el total de sementales y cada uno de estos empezará a liderar un grupo. Inicialmente, los líderes y los grupos son asignados aleatoriamente, en las siguientes etapas se evalúa la aptitud de todos los miembros del grupo y se establece como líder al mejor. Adicionalmente, los potros son organizados del menos apto al mejor candidato para cada uno de los sementales [23].

#### 3.2.2. Comportamiento de pastoreo

Debido a que los potros en sus primeras etapas de vida dedican gran parte de su tiempo a alimentarse, se modela este comportamiento utilizando al semental como centro de pastoreo y los miembros de su grupo se mueven alrededor con radios diferentes. Esto se describe en la Ecuación (14) [25].

$$\bar{X}_{G_i}^j = 2Z \cos(2\pi RZ) (\mathbf{S}^j - X_{G_i}^j) + \mathbf{S}^j \quad (14)$$

donde  $\bar{X}_{G_i}^j$  es la nueva posición del miembro del grupo  $i$  perteneciente al semental  $j$ ;  $R$  es un número aleatorio uniforme en el rango de  $[-2, 2]$ ; la función  $\cos(\cdot)$  combinada con los números  $\pi$  y  $R$  simula el pastoreo de los individuos en diferentes ángulos;  $\mathbf{S}^j$  es la posición del semental  $j$ ,  $X_{G_i}^j$  es la posición actual del miembro del grupo y  $Z$  es un mecanismo adaptativo descrito en la Ecuación (15) que asigna los valores de  $R_2$  a las casillas con 1 lógico de  $I_p$  y  $\bar{R}_3$  a las negaciones de  $I_p$  [21].

$$\begin{aligned} P &= \bar{R}_1 < r_t, \\ I_p &= (P == 0), \\ Z &= R_2 \cdot I_p + \bar{R}_3 \cdot (\sim I_p), \end{aligned} \quad (15)$$

con

$$r_t = 1 - t \left( \frac{1}{t_{\max}} \right) \quad (16)$$

donde  $P$  es un vector igual al número de dimensiones de valor 0 o 1;  $\bar{R}_1$  y  $\bar{R}_3$  son vectores aleatorios uniformes en el rango de

$[0, 1]$ ;  $I_p$  son los índices del vector aleatorio  $\vec{R}_1$  que devuelven los valores que satisfacen la condición ( $P == 0$ );  $R_2$  es un número aleatorio uniforme en el rango de  $[0, 1]$ ;  $r_t$  es un parámetro adaptativo que comienza en 1 y va disminuyendo hasta cero a medida que avanzan el número de iteraciones;  $t$  es la iteración actual del algoritmo y  $t_{\text{máx}}$  el número máximo de iteraciones.

### 3.2.3. Proceso de apareamiento

Una característica propia de los caballos salvajes es la de evitar el apareamiento entre miembros con afinidad sanguínea, por ende, los potros de los grupos  $i, j$  abandonan su manada de origen y se unen a grupos temporales, suponiendo que son hembra y macho y no tiene relación familiar alguna, están en la capacidad de aparearse [23]. La cría resultante cuando llegue a la pubertad debe abandonar el grupo temporal y unirse a otro grupo, como puede ser el grupo  $k$ . Esto se repite en todos los grupos existentes. Este comportamiento se ilustra en la Figura 2 y se propone utilizar el valor promedio entre los potros del grupo  $i$  y  $j$ , descrito en la Ecuación (17) [26].

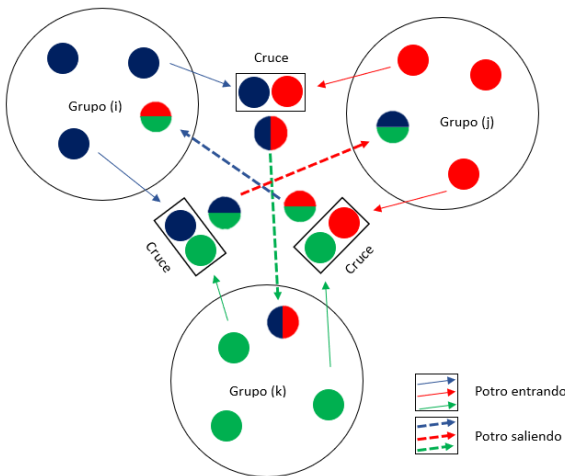


Figura 2: Comportamiento de salida de potros fuera del grupo, apareamiento y reproducción [23]

$$X_{G_k}^a = \frac{X_{G_i}^b + X_{G_j}^c}{2}; i \neq j \neq k, p = q = \text{end} \quad (17)$$

donde  $X_{G_k}^a$  es la posición del caballo  $a$  perteneciente al grupo  $k$ , cuyos padres eran miembros de los grupos  $i$  y  $j$ ;  $X_{G_i}^b$  es la posición del potro  $b$  que abandonó el grupo  $i$  y se emparejó con el potro  $X_{G_j}^c$  que dejó el grupo  $j$  y tenía la posición  $c$ . Los grupos  $i, j$  y  $k$  deben ser diferentes para evitar el apareamiento entre miembros con afinidad sanguínea. Adicionalmente,  $p = q = \text{end}$  se desarrolla, ya que los grupos deben estar ordenados de menor a mayor y siempre se toma el último miembro del grupo debido a que es el mejor candidato.

### 3.2.4. Liderazgo de grupo

Todos los grupos son dirigidos por cada uno de los líderes hacia el pozo de agua el cual consiste en una representación del mejor individuo de toda la población existente en cada iteración, estos compiten por el acceso al pozo de agua; sin embargo, solo el grupo dominante puede utilizarlo y debe cederlo y alejarse cuando llegue un nuevo grupo sobresaliente. La Ecuación (18) muestra esta conducta [21].

$$\bar{S}_{G_i} = \begin{cases} 2Z \cos(2\pi RZ) (WH - S_{G_i}) + WH & \text{si } R_3 \geq 0.5 \\ 2Z \cos(2\pi RZ) (WH - S_{G_i}) - WH & \text{si } R_3 < 0.5 \end{cases} \quad (18)$$

donde  $\bar{S}_{G_i}$  es la siguiente posición del líder del grupo  $i$ ;  $WH$  es la posición del pozo de agua;  $S_{G_i}$  es la posición actual del líder del grupo  $i$ ,  $R$  y  $Z$  funcionan igual que en la sección anterior.

### 3.2.5. Intercambio y selección de líderes

En esta etapa, se evalúa la condición física de todos los miembros del grupo. Si uno de ellos presenta mejores resultados que su líder intercambiarán posiciones de acuerdo con la Ecuación (19) [23].

$$\bar{S}_{G_i} = \begin{cases} X_{G_i} & \text{si } f(X_{G_i}) < f(S_{G_i}) \\ S_{G_i} & \text{si } f(X_{G_i}) > f(S_{G_i}) \end{cases} \quad (19)$$

### 3.2.6. Pseudocódigo del algoritmo de manada de caballos salvajes

El Algoritmo 1 muestra paso a paso la metodología de optimización propuesta.

## 4. Sistemas de prueba y escenarios de prueba

Para realizar la validación del algoritmo manada de caballos salvajes mostrado en la sección anterior, se utiliza dos sistemas de prueba compuestos de 33 y 69 nodos [6]. Esta validación tiene cuenta un escenario a 5 años para minimizar las pérdidas económicas y los costos asociados a los bancos de condensadores. Adicionalmente, se presenta la curva de demanda empleada para todos los escenarios con sus parámetros.

### 4.1. Sistema de prueba de 33 nodos

Esta red de prueba consta 32 nodos de carga y un nodo de generación, el cual es la subestación del sistema y posee una tensión nominal de 12,66 kV, este es un sistema radial con 32 líneas de transmisión. En la Figura 3 se muestra la topología de la red y los parámetros de las líneas y la demanda de los nodos del sistema pueden ser consultados en [22].

Nótese que, se selecciona la red de 33 nodos debido a que posee características esenciales para el desarrollo de esta investigación tales como una gran variedad de cargas desde los 45 a 420 kW y desde los 10 a 600 kvar. En el sistema se tienen unas pérdidas iniciales de 210.987 kW a carga máxima

**Algorithm 1** Pseudocódigo algoritmo de manada de caballos salvajes

```

Inicialice la primera población de caballos de forma aleatoria;
Ingrese los parámetros del algoritmo,  $PC = 0,13$ ,  $PS = 0,2$ ;
Calcule la aptitud de los caballos;
Cree los grupos de potros y sementales;
Encuentre el mejor caballo y defínalo como el óptimo;
while  $2 < t_{m\acute{a}x}$  do
  Calcular el TDR con (16);
  for  $i = 1 : N_{St}$  do
    Calcule Z con la Ecuación (15);
    for  $j = 1 : n_{grupo}$  do
      if  $rand > PC$  then
        Actualice la posición del potro con (14);
      else
        Actualice la posición del potro con (17);
      end if
    end for
  end for
  if  $rand > 0,5$  then
    Actualice la posición del  $\overline{S}_{G_i}$  con (18) parte 1;
  else
    Actualice la posición del  $\overline{S}_{G_i}$  con (18) parte 2;
  end if
  if  $f(\overline{S}_{G_i}) < f(S)$  then
     $S = \overline{S}_{G_i}$ ;
  end if
  Ordenar los potros del grupo;
  Seleccione el potro con el costo mínimo;
  if  $f(Potro) < f(S)$  then
    Varié las pos. del potro y semental con (19);
  end if
end for
Actualice el óptimo;
end while
    
```

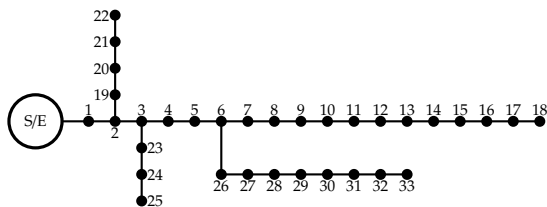


Figura 3: Diagrama unifilar del sistema de prueba de 33 nodos

para un período de una hora las cuales se reducen con la implementación del algoritmo manada de caballos salvajes. Adicionalmente, al ser una red altamente estudiada en la literatura especializada, permite realizar comparaciones entre los diversos algoritmos desarrollados.

**4.2. Sistema de prueba de 69 nodos**

Este sistema de prueba tiene un comportamiento similar al anterior, operando a 12,66 kV y una configuración radial en donde el primer nodo es la subestación y 68 son nodos de carga, posee 68 líneas de transmisión, con una carga desde 0 a 1244 kW y una potencia reactiva desde 0 a 888 kvar. Con unas pérdidas iniciales de 225,072 kW. Adicionalmente, como se mencionó en el sistema anterior se selecciona teniendo en cuenta la variedad de autores que han desarrollado sus investigaciones utilizando esta red, permitiendo comparar

los resultados. En la Figura 4 se presenta la topología de la red y sus parámetros pueden ser consultados en [27].

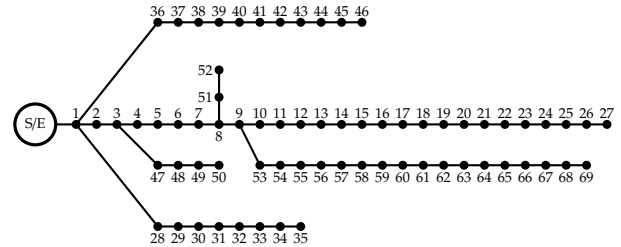


Figura 4: Diagrama unifilar del sistema de prueba de 69 nodos

**4.3. Curva de carga**

La demanda de energía en un sistema eléctrico no es constante en el tiempo, por ende, se hace un análisis del comportamiento de esta utilizando un período de media hora, es decir, un  $\Delta t = 0,5$ , tal y como muestra la Figura 5 obtenida de [28], en donde se tienen 48 períodos que representan la demanda típica para un día. De la cual se destacan el período 40 como máximo de potencia activa y el 30 para la potencia reactiva. Por su parte, los mínimos valores están en los períodos 6 y 8 para la potencia activa y reactiva respectivamente.

**4.4. Parámetros de costos de diseño**

Los datos relacionados con los costos de compra, instalación, operación y mantenimiento de los bancos de condensadores se ilustran en la Tabla 4, obtenidos de [6]. Adicionalmente, es importante destacar que el valor máximo de potencia reactiva por nodo es de 1000 kvar y los pasos entre bancos de condensadores son de 100 kvar. Para este análisis se definió el 15% de tasa del retorno esperado por la empresa para cada inversión, el 10% para la tasa de interés relacionada con el aumento de los costos de operación y mantenimiento de los bancos de condensadores y el 8% para la tasa de interés ligada al incremento en los gastos relacionados con las pérdidas de energía.

Tabla 4: Información paramétrica de costos de diseño

Parámetro	Valor	Unidad
$C_{kWh}$	0,1390	USD/kWh
$\Delta t$	0,50	h
$i_r$	15	%
$ Y $	5	Año
$C_c^{ins}$	1600	USD
$T$	365	Días
$i_e$	8	%
$i_o$	10	%
$C_c^{comp}$	25	USD/kvar
$C_c^{ope}$	300	USD/banco-año

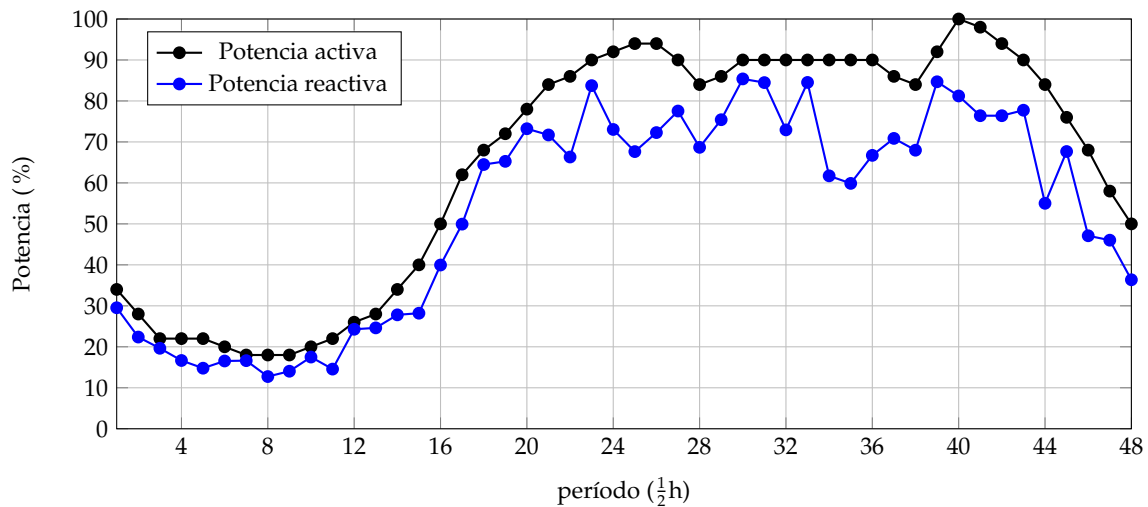


Figura 5: Curva de demanda de Potencia [28].

#### 4.5. Escenarios de prueba

Para realizar la validación del algoritmo manada de caballos salvajes empleado en este artículo, se emplean los sistemas de prueba de 33 y 69 nodos definidos anteriormente. Adicionalmente, se utilizan dos escenarios de prueba, los cuales se describen a continuación.

- **Escenario 1:** En este caso se utiliza cada una de las redes sin implementar ningún banco de condensadores a fin de tener un caso base que permita realizar las comparaciones pertinentes.
- **Escenario 2:** Para este caso se implementaron sistemas utilizando 1, 2, 3, 4 y 5 bancos de condensadores a fin de determinar su óptimo dimensionamiento y ubicación en la red. También se pretende identificar el número de bancos de condensadores para aumentar la eficiencia de la función objetivo.

Se definen estos escenarios con el fin de evaluar el comportamiento del sistema antes de instalar los bancos de condensadores y determinar si hay una relación directamente proporcional entre aumentar el número de bancos de condensadores y una disminución en la función objetivo. Adicionalmente, establecer el impacto de instalar al menos un banco de condensadores en la red.

### 5. Resultados y discusión

Esta sección muestra y analiza los resultados obtenidos para los sistemas de 33 y 69 nodos en cada uno de los escenarios propuestos, haciendo una comparativa con el caso base y determinando la mejor solución en cada uno de ellos.

#### 5.1. Resultados para el sistema de 33 nodos

Los resultados obtenidos del algoritmo en cada uno de los escenarios al evaluar la función objetivo  $f$ , el número de ban-

cos de condensadores, ubicación, tamaño y tiempo promedio en ejecutarse el algoritmo se muestran en Tabla 5.

De los resultados reportados en la Tabla 5, se observa que:

- i. El impacto de instalar al menos un banco de condensadores en la red es significativamente importante debido a que se reduce un 12,33% los costos relacionados con el funcionamiento de la red.
- ii. Es fundamental realizar compensación de potencia reactiva en el nodo número 30, debido a que este aparece en cada uno de los casos planteados, siendo este al que se le asigna el valor más grande de potencia reactiva, la cual varía entre 300 a 600 kvar
- iii. El mejor resultado se logra al instalar bancos de condensadores en los nodos 13 y 30 con una potencia de 200 y 500 kvar respectivamente, con una valoración económica de 403811,32 USD.
- iv. Se demuestra que el impacto de instalar más bancos de condensadores no siempre ocasiona mejorar el resultado de la función objetivo, por el contrario, se evidencia que cuando se tiene 5 bancos de condensadores se obtiene una diferencia de un 0,9020%, con respecto al mejor resultado.

En la Figura 6 se presenta una comparación de las pérdidas en cada uno de los escenarios en relación con el caso base. Se observa que, durante el período comprendido entre 3 y 11, las pérdidas en el caso base (**B0**) son inferiores en comparación con la instalación de capacitores. Esto se debe a la baja demanda durante ese período. Sin embargo, en los períodos de alta demanda, se evidencia que la instalación de bancos de capacitores reduce las pérdidas en aproximadamente en un 12%.

#### 5.2. Análisis complementario sistema de 33 nodos

Para realizar la validación del algoritmo de manada de caballos salvajes se efectúa una comparativa con los resultados

Tabla 5: Resultados para el sistema de prueba de 33 nodos

No. de Bancos	Nodo	Tamaño (kvar)	$f$ (USD)	Pérdidas (kWh/día)	Tiempo prom. (s).
0	-	-	468749,200	4444,303	-
1	30	600	410939,105	3663,981	10,469
2	13 30	200 500	403811,370	3545,058	20,834
3	11 15 30	100 100 500	404805,444	3539,314	24,781
4	11 15 30 32	100 100 400 100	405860,110	3534,143	31,494
5	11 15 29 30 32	100 100 100 300 100	407453,865	3534,084	31,720

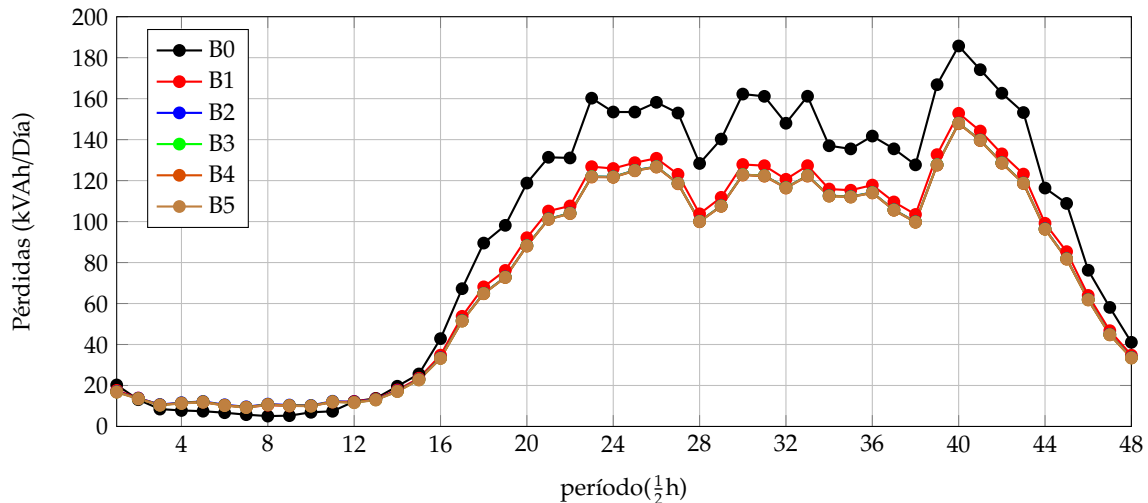


Figura 6: Pérdidas de potencia activa para un día en el caso base y los 5 casos con bancos de condensadores red de 33 nodos

reportados por los autores de [6], donde se empleó el algoritmo de optimización de distribución normal generalizada (GNDO, por sus siglas en inglés). Este análisis comparativo se reporta en la Tabla 6.

Según los resultados de la Tabla comparación, para los escenarios de 1, 2, 3 y 4, los bancos de condensadores obtuvieron los mismos valores de la función objetivo, con diferentes tiempos promedios y una reducción del 30% al 80% en comparación con el algoritmo GNDO. Sin embargo, es importante considerar que se emplearon dos procesadores diferentes. En el escenario de 5 bancos de condensadores, el algoritmo de manada de caballos salvajes encontró un resultado superior con una diferencia de 300 USD, lo que confirma la efectividad del algoritmo propuesto. Además, se realizó la optimización del dimensionamiento y la ubicación de los bancos de condensadores para un escenario de 1 hora a carga máxima, como lo han hecho varios autores, como [29] con el algoritmo de búsqueda gravitacional (ABG), el método de dos etapas (MDE) de [30], el algoritmo genético codificado real difuso (AGCRD) [31], el algoritmo de polinización de flores (APF) de [32] y el modelo de programación de conos enteros mixtos de segundo orden (MPCEMSO) de [27]. En estos enfoques, la función objetivo es la minimización de las pérdidas de energía, y sus resultados se presentan en la Tabla 7.

Al analizar los resultados presentados en la Tabla 7, se valida la eficacia del AMCS, ya que se logró una mejora del 34,438% respecto al caso base y resultados similares a todos los algoritmos

de referencia. Además, se obtuvo una mejora del 0,065% en comparación con los valores encontrados en la literatura especializada, convirtiendo al modelo de programación de conos enteros mixtos de segundo orden en el segundo mejor resultado.

### 5.3. Resultados para el sistema de 69 nodos

Para este sistema se evaluaron los mismos 6 escenarios del sistema anterior, obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 8.

De los resultados reportados en la Tabla 8, es posible notar que

- Existe una reducción significativa del VPN, aproximadamente del 15%, al instalar al menos un banco de condensadores, lo que representa una disminución de 74586,59 USD en la función objetivo, respecto al caso base.
- La instalación de un sistema de compensación de potencia reactiva en el nodo 61 se muestra como una necesidad, ya que aparece como solución en todos los escenarios evaluados. Este nodo demanda la mayor potencia reactiva en todo el sistema, requiriendo un tamaño de 200 a 600 kvar.
- El escenario más eficiente implica la instalación de dos bancos de condensadores en los nodos 21 y 61, con tamaños de 100 y 600 kvar respectivamente, lo

Tabla 6: Comparación entre el GNDO el algoritmo de manada de caballos salvajes (AMCS)

Método	Parámetro	Número de bancos de condensadores				
		1	2	3	4	5
GNDO	Tiempo (s)	62,91	68,82	49,91	51,50	45,83
	VPN (USD)	410939,10	403811,37	404805,44	405860,11	407754,44
	Nodos	30	13 30	11 15 30	11 15 30 32	11 14 29 30 31
	Tamaño (kvar)	600	200 500	100 100 500	100 100 400 100	100 100 100 200 200
AMCS	Tiempo (s)	10,46	20,83	20,83	31,49	31,72
	VPN (USD)	410939,10	403811,37	404805,44	405860,11	407453,86
	Nodos	30	13 30	11 15 30	11 15 30 32	11 15 29 30 32
	Tamaño (kvar)	600	200 500	100 100 500	100 100 400 100	100 100 100 300 100

Tabla 7: Ubicación y dimensionamiento de bancos de condensadores a carga máxima minimizando pérdidas del sistema de 33 nodos

Algoritmo	Nodos	Tamaño (kvar)	Pérdidas (kW)
Caso Base	-	-	210,987
ABG	[11, 29, 30]	[450, 800, 900]	163,280
MDE	[7, 29, 30]	[850, 25, 900]	144,300
AGCRD	[28, 6, 29]	[25, 475, 300]	141,240
APF	[30, 13, 24]	[900, 450, 450]	139,054
MPCEMSO	[12, 24, 30]	[450, 450, 1050]	138,416
AMCS	[30, 13, 24]	[1000, 400, 600]	138,326

que resulta en una disminución del 15,27 % en el valor de la función objetivo, respecto al caso base.

- iv. Se confirma la tendencia observada en el sistema anterior, donde un aumento en el número de bancos de condensadores no se traduce en una disminución proporcional del VPN. Esto se refleja en una diferencia de 5472,32 USD cuando se comparan los casos de 2 y 5 bancos de condensadores.
- v. Aunque el escenario 5 presenta las menores pérdidas de potencia diaria, no es el más eficiente debido a que el costo total de instalación, operación y mantenimiento de los 5 bancos de condensadores supera el beneficio obtenido por la reducción de las pérdidas.

En la Figura 7 se muestra la comparación de pérdidas para cada uno de los escenarios, comparándolos con el caso base. Para este sistema, se observa un comportamiento similar al del sistema de 33 nodos. Durante el período de baja demanda, las pérdidas en el caso base (B0) son inferiores en comparación con la instalación de capacitores. Esto se debe a la baja demanda durante ese período. Sin embargo, en los períodos de alta demanda, se evidencia que la instalación de bancos de capacitores reduce las pérdidas en aproximadamente un 15%.

#### 5.4. Análisis complementario sistema de 69 nodos

Como se realizó para el sistema de 33 nodos, para validar la eficacia del AMCS, se utilizó el sistema de 69 nodos. Se desarrolló una solución correspondiente al escenario de 1 hora a carga máxima, cuya función objetivo fue la minimización de pérdidas de potencia. Se utilizaron las mismas referencias usadas para la red de 33 nodos, adicionando la optimización basada en la enseñanza-aprendizaje (OBEA)

de [33], los cuales se presentan en la Tabla 9. En esta tabla se evidencia que el AMCS converge a un resultado favorable, obteniendo una mejora del 35,50 %, con respecto al caso base y valores coherentes en comparación a la literatura especializada consultada. Además, se observa una pequeña mejora con respecto al mejor resultado obtenido correspondiente al modelo de programación de conos enteros mixtos de segundo orden.

#### 6. Conclusiones

Este artículo propuso una metodología híbrida de maestro-esclavo para la integración eficiente de bancos de condensadores con el objetivo de minimizar costos de inversión y operación en sistemas de distribución de media tensión. La metodología de solución empleó en su etapa esclava el método de aproximaciones sucesivas, el cual realizaba la evaluación del flujo de potencia óptimo. Mientras que en la etapa maestra se empleó el algoritmo metaheurístico optimizador de manada de caballos salvajes, en donde se evaluaron los comportamientos de pastoreo, apareamiento, liderazgo de grupo e intercambio y selección de líderes. La metodología híbrida se aplicó a sistemas de 33 y 69 nodos, utilizando una curva de demanda con períodos de media hora para tener una aproximación más real del comportamiento de los sistemas de potencia, los cuales varían a lo largo del día. Analizando los 6 escenarios se demostró que:

- i. No hay una correlación directa entre aumentar el número de bancos de condensadores y una disminución en la función objetivo, como se evidenció en los casos de estudio de 33 y 69 nodos, en los cuales utilizando 5 bancos de condensadores se redujo la función objetivo en un 0,902 % y 1,100 % respectivamente en comparación al escenario más eficiente.

Tabla 8: Resultados para el sistema de prueba de 69 nodos

No. de Bancos	Nodo	Tamaño (kvar)	$f$ (UDS)	Pérdidas (kWh/día)	Tiempo prom. (s).
0	-	-	497383,27	4715,78	-
1	61	600	422796,68	3776,40	66,60
2	21 61	100 600	421398,03	3711,80	149,28
3	21 61 64	100 500 100	422523,57	3707,30	153,82
4	19 61 62 64	100 400 100 100	424209,05	3708,11	186,16
5	21 61 62 64 69	100 200 300 100 100	426870,36	3682,00	177,09

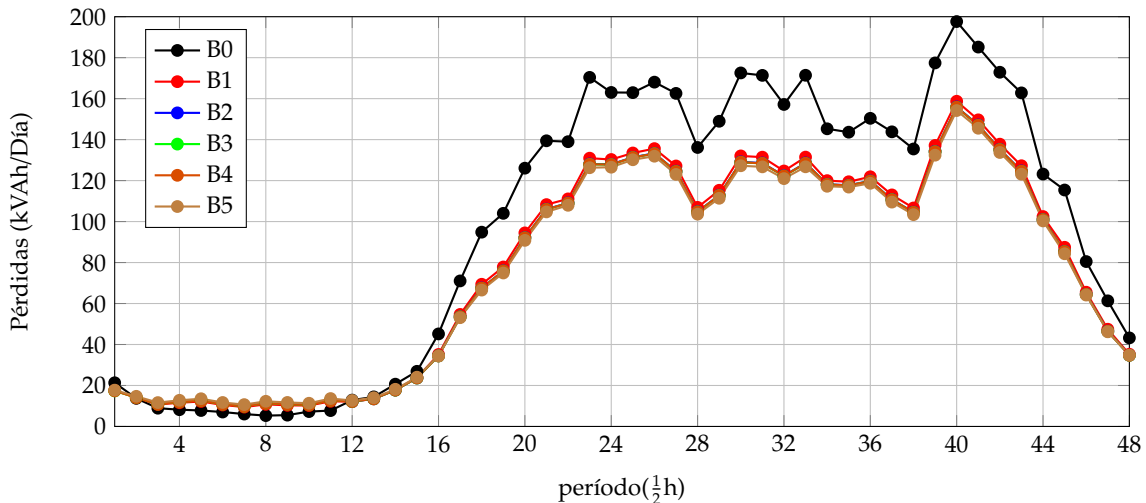


Figura 7: Pérdidas de energía activa para un día en el caso base y los 5 casos con bancos de condensadores red de 69 nodos

Tabla 9: Ubicación y dimensionamiento de bancos de condensadores a carga máxima minimizando pérdidas del sistema de 69 nodos.

Algoritmo	Nodos	Tamaño (kvar)	Pérdidas (kW)
Caso Base	-	-	225,072
GSA	[11, 29, 60]	[900, 1050, 450]	163,280
TSM	[19, 62, 63]	[225, 900, 225]	148,910
TBLO	[12, 61, 64]	[600, 1050, 150]	146,350
FPA	[11, 61, 22]	[450, 1350, 150]	145,860
MI-SOC	[11, 18, 61]	[300, 300, 1200]	145,397
AMCS	11 21 61	500 200 1200	145,170

- ii. Para sistemas de 33 y 69 nodos se prioriza la instalación de bancos de condensadores en los nodos con mayor demanda de potencia reactiva, que corresponde a los nodos 30 y 61 respectivamente.
- iii. Se determina que el impacto de agregar los costos de instalación, mantenimiento y operación de los bancos de condensadores, junto con una curva de carga variable, cambia los resultados obtenidos con respecto al caso de carga máxima, siendo los primeros una mejor aproximación a la operación real de dichos dispositivos.
- iv. Los tiempos de procesamiento aumentan considerablemente al implementar una curva de demanda variable, debido a que aumenta en un orden de 48 veces los cálculos para obtener los flujos de potencia, requiriendo una capacidad computacional mucho más grande.
- v. Se demuestra la eficacia del AMCS para resolver pro-

blemas de ingeniería eléctrica, ya que dicho algoritmo no se había empleado en este tipo de problemáticas. Como se evidenció en los casos de estudio, converge a resultados coherentes y favorables con respecto a la literatura especializada encontrada.

Como trabajos futuros, se recomiendan los siguientes: (i) extender la aplicación del AMCS a problemas de integración y operación óptima de recursos energéticos distribuidos, incluyendo bancos de baterías, generación distribuida y compensadores dinámicos de potencia reactiva, (ii) considerar curvas de carga residencial, industrial y comercial, así como incertidumbres en las mismas desde un puntos de vista robusto o estocástico; y (iii) considerar la operación de bancos de capacitores de paso variable.

## Agradecimientos

Los autores agradecen el apoyo brindado por la Red Temática 723RT0150, es decir, Red para la integración a gran escala de energías renovables en sistemas eléctricos (RIBIERSE-CYTED), financiada a través de la convocatoria 2022 de redes temáticas del CYTED (Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo).

## Declaración de conflicto de interés

Los autores manifiestan no tener conflictos de interés.

## Contribución de los autores

Conceptualización, metodología, software y redacción (revisión y edición): O.D.M., W.G.-G. y E.R.-T. Todos los autores han leído y están de acuerdo con la versión publicada del manuscrito.

## Referencias

- [1] J. D. Glover, T. J. Overbye y M. S. Sarma, *Power system analysis & design*. Cengage Learning, 2017.
- [2] R. Gholami, M. Shahabi y M.-R. Haghifam, "An efficient optimal capacitor allocation in DG embedded distribution networks with islanding operation capability of micro-grid using a new genetic based algorithm," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 71, págs. 335-343, oct. de 2015, ISSN: 0142-0615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2015.03.005.
- [3] O. Samir, M. Abdel-Salam, M. Nayel y A. Elnozahy, "Effect of Series/Shunt Capacitors on the Performance of a Distribution Network with Motor Driven Loads," *Electric Power Systems Research*, vol. 213, pág. 108745, dic. de 2022, ISSN: 0378-7796. DOI: 10.1016/j.epsr.2022.108745.
- [4] A. Eid, "Cost-based analysis and optimization of distributed generations and shunt capacitors incorporated into distribution systems with nonlinear demand modeling," *Expert Systems with Applications*, vol. 198, pág. 116844, jul. de 2022, ISSN: 0957-4174. DOI: 10.1016/j.eswa.2022.116844.
- [5] W. J. Gil-González, A. R. Herrera-Orozco y A. Molina-Cabrera, "Stochastic Mixed-Integer Branch Flow Optimization for the Optimal Integration of Fixed-Step Capacitor Banks in Electrical Distribution Grids," *Ingeniería*, vol. 29, n.º 1, e21340, ene. de 2024, ISSN: 0121-750X. DOI: 10.14483/23448393.21340.
- [6] O. D. Montoya, W. Gil-González y J. C. Hernández, "Efficient Integration of Fixed-Step Capacitor Banks and D-STATCOMs in Radial and Meshed Distribution Networks Considering Daily Operation Curves," *Energies*, vol. 16, n.º 8, pág. 3532, abr. de 2023, ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en16083532.
- [7] S. K. Injeti, V. K. Thunuguntla y M. Shareef, "Optimal allocation of capacitor banks in radial distribution systems for minimization of real power loss and maximization of network savings using bio-inspired optimization algorithms," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 69, págs. 441-455, jul. de 2015, ISSN: 0142-0615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2015.01.040.
- [8] L. D. Pereira et al., "Optimal allocation of distributed generation and capacitor banks using probabilistic generation models with correlations," *Applied Energy*, vol. 307, pág. 118097, feb. de 2022, ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.118097.
- [9] A. A. El-Fergany y A. Y. Abdelaziz, "Capacitor placement for net saving maximization and system stability enhancement in distribution networks using artificial bee colony-based approach," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 54, págs. 235-243, ene. de 2014, ISSN: 0142-0615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.07.015.
- [10] M. A. E.-s. Mohamed El-Saeed, A. F. Abdel-Gwaad y M. A.-f. Farahat, "Solving the capacitor placement problem in radial distribution networks," *Results in Engineering*, vol. 17, pág. 100870, mar. de 2023, ISSN: 2590-1230. DOI: 10.1016/j.rineng.2022.100870.
- [11] M. Shahzad, Q. Shafiullah, W. Akram, M. Arif y B. Ullah, "Reactive Power Support in Radial Distribution Network Using Mine Blast Algorithm," *Elektronika ir Elektrotechnika*, vol. 27, n.º 4, págs. 33-40, ago. de 2021, ISSN: 1392-1215. DOI: 10.5755/j02.eie.28917.
- [12] A. Abdelaziz, E. Ali y S. Abd Elazim, "Flower Pollination Algorithm and Loss Sensitivity Factors for optimal sizing and placement of capacitors in radial distribution systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 78, págs. 207-214, jun. de 2016, ISSN: 0142-0615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2015.11.059.
- [13] M. S. S. Azevedo, I. P. Abril, J. C. Leite y A. B. de Medeiros, "Capacitors placement by NSGA-II in distribution systems with non-linear loads," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 82, págs. 281-287, nov. de 2016, ISSN: 0142-0615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2016.03.025.
- [14] T. Jayabarathi, T. Raghunathan, R. Sanjay, A. Jha, S. Mirjalili y S. H. C. Cherukuri, "Hybrid Grey Wolf Optimizer Based Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution Systems," *Electric Power Components and Systems*, vol. 50, n.º 8, págs. 413-425, mayo de 2022, ISSN: 1532-5016. DOI: 10.1080/15325008.2022.2132556.
- [15] M. H. Parvaneh, M. H. Moradi y S. M. Azimi, "The advantages of capacitor bank placement and demand response program execution on the optimal operation of isolated microgrids," *Electric Power Systems Research*, vol. 220, pág. 109345, jul. de 2023, ISSN: 0378-7796. DOI: 10.1016/j.epsr.2023.109345.
- [16] O. D. Montoya y W. Gil-González, "On the numerical analysis based on successive approximations for power flow problems in AC distribution systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 187, pág. 106454, oct. de 2020, ISSN: 0378-7796. DOI: 10.1016/j.epsr.2020.106454.
- [17] N. V. Sahinidis, "Mixed-integer nonlinear programming 2018," *Optimization and Engineering*, vol. 20, n.º 2,

- págs. 301-306, abr. de 2019, issn: 1573-2924. doi: 10.1007/s11081-019-09438-1.
- [18] P. Belotti, J. Lee, L. Liberti, F. Margot y A. Wächter, "Branching and bounds tightening techniques for non-convex MINLP," *Optimization Methods and Software*, vol. 24, n.º 4-5, págs. 597-634, oct. de 2009, issn: 1029-4937. doi: 10.1080/10556780903087124.
- [19] P. Srivastava, R. Haider, V. J. Nair, V. Venkataramanan, A. M. Annaswamy y A. K. Srivastava, "Voltage regulation in distribution grids: A survey," *Annual Reviews in Control*, vol. 55, págs. 165-181, 2023, issn: 1367-5788. doi: 10.1016/j.arcontrol.2023.03.008.
- [20] J. A. Guzmán-Henao, B. Cortés-Caicedo, B. J. Restrepo-Cuestas, R. I. Bolaños y L. F. Grisales-Noreña, "Optimal integration of photovoltaic generators into urban and rural power distribution systems," *Solar Energy*, vol. 270, pág. 112 400, mar. de 2024, issn: 0038-092X. doi: 10.1016/j.solener.2024.112400.
- [21] M. H. Ali, S. Kamel, M. H. Hassan, M. Tostado-Véliz y H. M. Zawbaa, "An improved wild horse optimization algorithm for reliability based optimal DG planning of radial distribution networks," *Energy Reports*, vol. 8, págs. 582-604, nov. de 2022, issn: 2352-4847. doi: 10.1016/j.egy.2021.12.023.
- [22] L. Grisales-Noreña, J. Morales-Duran, S. Velez-Garcia, O. D. Montoya y W. Gil-González, "Power flow methods used in AC distribution networks: An analysis of convergence and processing times in radial and meshed grid configurations," *Results in Engineering*, vol. 17, pág. 100 915, mar. de 2023, issn: 2590-1230. doi: 10.1016/j.rineng.2023.100915.
- [23] I. Naruei y F. Keynia, "Wild horse optimizer: a new meta-heuristic algorithm for solving engineering optimization problems," *Engineering with Computers*, vol. 38, n.º S4, págs. 3025-3056, jun. de 2021, issn: 1435-5663. doi: 10.1007/s00366-021-01438-z.
- [24] F. MiarNaeimi, G. Azizyan y M. Rashki, "Horse herd optimization algorithm: A nature-inspired algorithm for high-dimensional optimization problems," *Knowledge-Based Systems*, vol. 213, pág. 106 711, feb. de 2021, issn: 0950-7051. doi: 10.1016/j.knosys.2020.106711.
- [25] P. Vasanthkumar, A. Revathi, G. Ramya Devi, R. Kavitha, A. Muniappan y C. Karthikeyan, "Improved wild horse optimizer with deep learning enabled battery management system for internet of things based hybrid electric vehicles," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 52, pág. 102 281, ago. de 2022, issn: 2213-1388. doi: 10.1016/j.seta.2022.102281.
- [26] P. Vasanthkumar et al., "Improving energy consumption prediction for residential buildings using Modified Wild Horse Optimization with Deep Learning model," *Chemosphere*, vol. 308, pág. 136 277, dic. de 2022, issn: 0045-6535. doi: 10.1016/j.chemosphere.2022.136277.
- [27] O. D. Montoya, W. Gil-González y A. Garcés, "On the Conic Convex Approximation to Locate and Size Fixed-Step Capacitor Banks in Distribution Networks," *Computation*, vol. 10, n.º 2, pág. 32, feb. de 2022, issn: 2079-3197. doi: 10.3390/computation10020032.
- [28] O. D. Montoya, W. Gil-González y J. C. Hernández, "Efficient Operative Cost Reduction in Distribution Grids Considering the Optimal Placement and Sizing of D-STATCOMs Using a Discrete-Continuous VSA," *Applied Sciences*, vol. 11, n.º 5, pág. 2175, mar. de 2021, issn: 2076-3417. doi: 10.3390/app11052175.
- [29] Y. Mohamed Shuaib, M. Surya Kalavathi y C. Christopher Asir Rajan, "Optimal capacitor placement in radial distribution system using Gravitational Search Algorithm," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 64, págs. 384-397, ene. de 2015, issn: 0142-0615. doi: 10.1016/j.ijepes.2014.07.041.
- [30] A. R. Abul'Wafa, "Optimal capacitor allocation in radial distribution systems for loss reduction: A two stage method," *Electric Power Systems Research*, vol. 95, págs. 168-174, feb. de 2013, issn: 0378-7796. doi: 10.1016/j.epr.2012.09.004.
- [31] A. R. Abul'Wafa, "Optimal capacitor placement for enhancing voltage stability in distribution systems using analytical algorithm and Fuzzy-Real Coded GA," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 55, págs. 246-252, feb. de 2014, issn: 0142-0615. doi: 10.1016/j.ijepes.2013.09.014.
- [32] V. Tamilselvan, T. Jayabarathi, T. Raghunathan y X.-S. Yang, "Optimal capacitor placement in radial distribution systems using flower pollination algorithm," *Alexandria Engineering Journal*, vol. 57, n.º 4, págs. 2775-2786, dic. de 2018, issn: 1110-0168. doi: 10.1016/j.aej.2018.01.004.
- [33] S. Sultana y P. K. Roy, "Optimal capacitor placement in radial distribution systems using teaching learning based optimization," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 54, págs. 387-398, ene. de 2014, issn: 0142-0615. doi: 10.1016/j.ijepes.2013.07.011.