Vol. xx, n.° x, pp. xx-xx, xxxx
Revista UIS Ingenierías
Página de la revista: revistas.uis.edu.co/index.php/revistauisingenierias

Integración óptima de sistemas de generación solar fotovoltaica para la minimización de costos totales de operación anual aplicando el Algoritmo de la Viuda Negra

Optimal integration of solar photovoltaic generation in distribution networks to minimize the total annual operating costs by applying the black widow algorithm

Camilo Andrés Rojas-Torres[1], Ivan Camilo Tovar-Cifuentes[2], Oscar Danilo Montoya-Giraldo[3,4], Brandon Cortés-Caicedo[5]

[1]Ingeniera Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia. Orcid: 0000-0002-6418-799X. Correo electrónico: carojast@correo.udistrital.edu.co
[2]Ingeniera Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia. Orcid: 0000-0002-4591-4020. Correo electrónico: ictovarc@correo.udistrital.edu.co
[3]Grupo de Compatibilidad e Interferencia Electromagnética, Facultad de Ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia. Orcid: 0000-0001-6051-4925. Correo electrónico: odmontoyag@udistrital.edu.co
[4]Laboratorio Inteligente de Energía, Facultad de Ingeniería, Universidad Tecnológica de Bolívar, Colombia. Orcid: 0000-0001-6051-4925. Correo electrónico: omontoya@utb.edu.co
[5]Departamento de Mecatrónica y Electromecánica, Facultad de Ingeniería, Instituto Tecnológico Metropolitano, Medellín, Colombia. Orcid: 0000-0002-0294-975X. Correo electrónico: brandoncortes326234@correo.itm.edu.co

Recibido: fecha recibido. Aceptado: fecha aceptado. Versión final: fecha version final.

Resumen:

El problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de fuentes fotovoltaicas (PV) en sistemas eléctricos de distribución es estudiado en este artículo mediante la aplicación del algoritmo de optimización de la viuda negra (BWOA). Este problema es de naturaleza no lineal entera mixta y se aborda mediante una estrategia de optimización del tipo maestro-esclavo. En la etapa maestra el BWOA define la ubicación y el tamaño de los generadores PV mediante una codificación discreta-continua, y con esta información la etapa esclava (flujo de potencia para distribución) determina las variables eléctricas del sistema, con las cuales se evalúa la función objetivo y las restricciones del problema. Como función objetivo se considera la minimización de los costos anuales de operación y mantenimiento del sistema sumado con los costos totales de compra de energía en la red eléctrica para un período de planificación de 20 años. Los resultados numéricos en los sistemas IEEE de 34 y 85 nodos demuestran que con la metodología de optimización propuesta es posible reducir alrededor del 27% de los costos operativos anuales en ambos sistemas con la ubicación óptima de tres fuentes fotovoltaicas. Comparaciones con metodologías metaheurísticas y exactas reportadas en la literatura especializada, confirman la eficiencia y robustez de la metodología propuesta.

Palabras clave: Algoritmo de la viuda negra; codificación discreta-continua; energía solar fotovoltaica; estrategia maestro-esclavo; flujo de potencia; generación distribuida; método de aproximaciones sucesivas; minimización de costos anuales de operación; optimización combinatorial; sistemas de distribución, valor presente neto

Abstract:

The problem of the optimal location and sizing of photovoltaic (PV) sources in electrical distribution systems is addressed in this article through the application of the black widow optimization algorithm (BWOA). This problem is of mixed-integer nonlinear nature and is addressed by a master-slave type optimization strategy. In the master stage, the BWOA defines the location and size of the PV generators through discrete-continuous coding, and with this information, the slave stage (power flow for distribution) determines the electrical variables of the system, with which is evaluated the objective function and the constraints of the problem. As an objective function, the minimization of the annual costs of operation and maintenance of the system is considered, added to the total costs of purchasing energy in the electrical network for a planning period of 20 years. The numerical results in the IEEE 34- and IEEE 85-node systems show that with the proposed optimization methodology it is possible to reduce around 27 % of the annual operating costs in both systems with the optimal location of three photovoltaic sources. Comparisons with metaheuristics and exact methodologies reported in the specialized literature confirm the efficiency and robustness of the proposed methodology.

Keywords: Black widow algorithm; discrete-continuous coding; Solar photovoltaic energy; master-slave strategy; power flow; distributed generation; successive approximations method; annual operating costs minimization; combinatorial optimization; distribution systems; net present value

1 Introducción

Las redes de distribución forman una parte muy importante de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) porque éstas se encargan de suministrar toda la potencia generada a los usuarios finales, y éstos a su vez, se encuentran dispersos en gran medida por el territorio nacional [1]. Así pues, la generación de energía eléctrica se realiza en grandes bloques concentrados en plantas de gran capacidad, mientras que la distribución se realiza en grandes territorios con cargas de diversas magnitudes. Por esta razón, el sistema de distribución resulta todavía más complejo que el sistema de potencia [2]. Los sistemas de distribución regularmente poseen una característica radial, la cual permite reducir costos de implementación, pero a medida que crecen los usuarios, la capacidad del sistema se ve comprometida; por lo tanto, la potencia generada para el consumo de estos ya no es suficiente, lo que implica que se debe inyectar una mayor cantidad de potencia con el fin de que el sistema de distribución continúe supliendo esta creciente demanda [1]. Respecto al SEP, el sector de distribución presenta un mayor porcentaje de pérdidas, las cuales, debido a lo anteriormente mencionado, no pueden ser eliminadas, pero sí reducidas; para ello existen una variedad de técnicas que incluyen desde incorporar nuevos elementos al sistema, hasta reconfigurar la red de distribución [3]. Lo más conveniente, si se tiene en cuenta el aspecto medioambiental, al implementar una mejora en el sistema, es hacerlo por medio de las energías renovables. Esta solución considera tanto la reducción de pérdidas de potencia, como la mejora de los perfiles de tensión en sistemas de distribución, a partir de la inclusión de generación distribuida, llevando a la red a un punto óptimo de operación [4].

La generación distribuida (GD) se define como la producción de electricidad a pequeña y mediana escala en la red de distribución cerca de los usuarios finales [5]. En los últimos años, la participación de la GD en redes de distribución se ha incrementado de forma considerable debido a factores que incluyen avances tecnológicos en generación a pequeña escala y un renovado interés en temas ambientales [6]. Desde esta perspectiva, hay diferentes tecnologías de GD disponibles que se pueden comparar en función de su desempeño financiero directo o sustituto en términos de calidad de voltaje y confiabilidad, pérdidas de energía, costos de inversión y mantenimiento de GD y costos de operación del sistema de energía [7]. De hecho, recientemente, algunos estudios han determinado que la asignación de GD, teniendo en cuenta el rendimiento óptimo de la red, hace que la calidad de la energía y la confiabilidad mejoren de manera simultánea [8].

Respecto al panorama energético actual del país (Colombia), el gobierno nacional, por medio del Plan Energético Nacional 2020-2050, le apunta a que la transformación energética sea habilitante para el desarrollo sostenible del país [9]. Sin embargo, la transformación energética implica un cambio estructural en el sistema, un cambio tanto en la forma en cómo y dónde se produce energía, en la manera en que se organiza el transporte y distribución de los energéticos y el modo y las formas como se consume [9]. Por su parte, el desarrollo sostenible concibe un balance en-

tre el crecimiento económico, la protección al medio ambiente y el bienestar de la sociedad, en el que se satisfacen las demandas presentes sin poner en riesgo las de las futuras generaciones [9]. En el año 2014 el Congreso de la República promulga la ley 1715 de 2014, la cual tiene dentro de sus objetivos, promover el uso y el desarrollo de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), principalmente Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER), mediante su integración al Sistema Interconectado Nacional (SIN), su participación en el mercado eléctrico y su participación en Zonas No Interconectadas (ZNI), como medio para el desarrollo sostenible, seguridad de abastecimiento energético, reducción de gases efecto invernadero, así como eficiencia energética y la respuesta de la demanda [10]. La posibilidad de integrar fuentes fotovoltaicas (PV) en un país como Colombia es una realidad [11]; sin embargo, es necesario proponer técnicas de optimización eficientes que permitan su óptima ubicación y dimensionamiento en la red de distribución con el fin de proporcionar energía limpia a miles de usuarios finales [12]. Estas estrategias de solución deben incluir aspectos económicos y técnicos; los aspectos económicos hacen referencia a los costos de generación en fuentes convencionales y los costos de inversión y operación de las fuentes PV integradas al sistema, de igual forma, los aspectos técnicos corresponden a las diferentes limitaciones operacionales que se pueden encontrar en sistemas de distribución tales como regulación de voltaje, equilibrio de potencia en cada nodo de la red, entre otros [13].

Es importante mencionar que con base en el acuerdo de París del año 2015, concretado durante la vigésimo primera sesión de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21), el cual entró en rigor en el año 2020 después de la finalización del protocolo de Kioto, Colombia se comprometió a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero con el propósito de no sólo hacer frente al cambio climático sino a fenómenos como el de El Niño, que finalmente le representan pérdidas económicas al país en materia de energía [14]; por lo tanto, se implementaron incentivos a través de apoyo y proyectos de inversión en infraestructura energética con el objeto de brindar seguridad energética a través de las fuentes renovables como la fotovoltaica, lo que muestra la tendencia mundial de desarrollar este tipo de tecnologías [15].

La información proporcionada anteriormente demuestra la importancia del énfasis en la investigación y aplicación de proyectos de esta índole, ya que puede otorgar grandes beneficios a los usuarios y al propio SEP en sí; por un lado, se reducen notablemente las pedidas en el sistema de distribución, lo cual se traduce en reducción de costos de operación y mantenimiento, y por otro lado, se hace una contribución a la preservación del medio ambiente mediante proyectos de generación de energía eléctrica con fuentes renovables, soportados en un marco regulatorio vigente y sostenible.

A día de hoy, se puede encontrar en la literatura especializada un sin fin de algoritmos metaheurísticos aplicados al análisis de diferentes estudios de cualquier tipo de índole; sin embargo, para el problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de GD en sistemas de distribución, en la literatura especializada se han presentado metodologías como: el algoritmo de senos y cosenos con codificación discreta presentado en [16], con dicho algoritmo se trata el problema de la ubicación y dimensionamiento óptimo de generadores distribuidos mediante el proceso de optimización híbrida maestro-esclavo, donde la etapa maestra se utiliza el algoritmo de senos y cosenos y en la etapa esclavo la programación cónica de segundo orden; el algoritmos genético propuesto por [17], en este documento se nos demuestra como a través de una metodología de optimización híbrida se utiliza como etapa maestro el algoritmo genético para encontrar la ubicación y el tamaño óptimo de generadores distribuidos en una red de 14 nodos para poder minimizar las pérdidas de potencia. El algoritmo de búsqueda por vórtices propuesto en [18], el cual aplica el algoritmo de vórtices para estimar la óptima ubicación de generadores fotovoltaicos en redes de distribución de 33 y 69 nodos. Los autores de [19] presentan la aplicación del algoritmo de optimización por enjambre de partículas para ubicar y dimensionar sistemas de generación distribuida y almacenamiento de energía en redes de corriente continua.

Los autores de [20] presentan la aplicación del algoritmo de optimización basado en el comportamiento del Krill, en este articulo los autores en sistemas de prueba de 33 y 69 nodos determinan la ubicación óptima de generadores distribuidos fotovoltaicos con el fin de minimizar las pérdidas de potencia activa y las pérdidas en energía de las lineas de transmisión. En [21], los autores presentan la aplicación del algoritmo de optimización metaheurístico de Newton para ubicar y dimensionar sistemas PV en redes de distribución radiales. En este trabajo se considera la minimización de los costos de inversión y mantenimiento de los generadores, así como, los costos de compra de energía en el nodo subestación. Los resultados numéricos en los sistemas IEEE 34- e IEEE 85-nodos demuestran la eficiencia de la metodología

propuesta cuando se compara con el algoritmo genético de Chu & Beasley reportado en [13]. Montoya et al., en [22] presentaron la aplicación del algoritmo metaheurístico de gradiente modificado para ubicar y dimensionar sistemas de generación PV en sistemas de distribución. Los resultados de la metodología propuesta demuestran la eficiencia de la metodología propuesta cuando se compara con la solución exacta mediante el software GAMS y el algoritmo genético de Chu & Beasley.

La principal característica de los algoritmos de optimización mencionados anteriormente, es que todos ellos trabanjan a partir de una metodología de optimización del tipo maestro-esclavo, donde la etapa maestra se enfoca en definir los tamaños y las ubicaciones de las fuentes PV y la etapa esclava verifica el cumplimiento de las ecuaciones de balance de potencia y las restricciones del modelo de optimización para verificar la factibiblidad de la solución proveída por la etapa maestra [23].

Teniendo en cuenta el anterior marco referencial, abordando el problema de implementación de generadores fotovoltaicos en redes de distribución, las principales contribuciones de esta investigación son:

- La aplicación del algoritmo de optimización de la viuda negra al problema de ubicación y dimensionamiento de fuentes PV en redes de distribución, y
- La mejora de los resultados obtenidos con respecto a los encontrados en la literatura actual sobre el algoritmo genético clásico de Chu & Beasley (DCCBGA) y el algoritmo metaheurístico de optimización de Newton (NMA), aplicados para los sistemas IEEE de 34 y 85 nodos.

El resto del documento se organiza de la siguiente manera: La Sección 2 describe la formulación matemática desarrollada para abordar el problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de generadores PV a lo largo de una red de distribución radial con el fin de minimizar los costos anuales de mantenimiento y operación de todo el sistema teniendo en cuenta un horizonte de planificación determinado; en la Sección 3 se describe el trabajo conjunto entre la etapa maestro (BWOA) y la etapa esclavo (Aproximaciones sucesivas); la Sección 4 presenta detalladamente los sistemas de prueba IEEE seleccionados para el caso de estudio; la Sección 5 muestra los resultados obtenidos de ubicación y dimensionamiento de las fuentes PV luego de realizar las simulaciones correspondientes; finalmente, en la Sección 6 se encuentran las conclusiones relacionadas al desarrollo de toda la investigación y un comentario sobre posibles trabajos futuros.

2 Formulación matemática

En redes de distribución, el problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de sistemas PV se puede representar mediante un modelo de programación no lineal entero mixto (MINLP), en donde las variables binarias están asociadas a la ubicación de fuentes PV a lo largo del sistema de distribución, mientras las variables continuas se asocian a los flujos de potencia a través de la red y variables de tensión en todos los nodos del sistema [24]. La formulación exacta del modelo MINLP es presentada a continuación.

2.1 Función Objetivo

Desde un punto de vista económico, la idea principal de integrar generadores fotovoltaicos al sistema de distribución, es minimizar los costos anuales de operación y mantenimiento del sistema sumado con los costos totales de compra de energía en la red eléctrica [25]. Las Ecuaciones desde (1) hasta (3) representan la función objetivo y los factores asociados a ella, respectivamente.

$$A_{cost} = f_1 + f2, \tag{1}$$

$$f_1 = C_{kWh} T f_x \left(\sum_{h\in\mathcal{H}} \sum_{i\in\mathcal{N}} p_{i,h}^{cg} \Delta h \right) \left(\sum_{t\in\mathcal{T}} \left(\frac{1+t_e}{1+t_a} \right)^t \right), \tag{2}$$

$$f_2 = C_{pv} f_x \left(\sum_{i\in\mathcal{N}} p_i^{pv} \right) + C_{O\&M} T \left(\sum_{h\in\mathcal{H}} \sum_{i\in\mathcal{N}} p_i^{pv} G_h^{pv} \Delta h \right), \tag{3}$$

siendo

$$f_x = \left(\frac{t_a}{1-(1+t_a)^{-N_t}} \right),$$

donde el término A_{cost} representa el costo total anual de operación en la red de distribución; el factor f_1 modela el costo anual de la compra de energía en las terminales de la subestación y f_2 es el componente de la función objetivo que hace referencia a los costos anuales de inversión y operación de las fuentes PV. C_{kWh} se refiere a los costos promedio de compra de energía de la energía en el mercado, el factor T representa la cantidad de días en un año ordinario (i.e., 365 días). El término t_a se refiere a la tasa interna de retorno que se espera de las inversiones realizadas por el agente distribuidor durante la vida útil del proyecto. N_t es el número de años planificados. $p_{i,h}^{cg}$ indica la salida de generación de potencia activa en cada generador convencional conectado al nodo k durante el período de tiempo h. Δh es la duración

del periodo de tiempo en el que las variables eléctricas se asumen constantes. t_e representa el aumento porcentual esperado del costo de la compra de energía durante el horizonte de planificación. El factor C_{pv} representa el costo promedio de instalar un kW de generación fotovoltaica. p_i^{pv} indica el tamaño de una fuente PV inyectada en el nodo k, y el término $C_{O\&M}$ representa los costos de operación y mantenimiento de una unidad de generación PV. Finalmente p_i^{pv} es el tamaño de una fuente fotovoltaica conectada en el nodo i y G_h^{pv} es la curva de generación PV esperada en el área de influencia de la red de distribución. Se puede observar que $\mathcal{N}$, $\mathcal{H}$ y $\mathcal{T}$ son los conjuntos que contienen todos los nodos de la red de distribución, períodos de tiempo en un escenario de operación diaria y número de años del horizonte de planificación, respectivamente [13].

2.2 Conjunto de restricciones

El conjunto de restricciones en el problema de la ubicación y dimensionamiento óptimo de las fuentes PV en las redes de distribución interconectadas a la red principal de suministro incluyen restricciones de balance de potencia activa y reactiva; límites de regulación de voltaje y capacidades de dispositivos, entre otras limitaciones [26]. La lista completa de restricciones para el problema estudiado se enumeran desde (4) hasta la (11)

$$\begin{bmatrix} p_{i,h}^{cg} \\ +p_i^{pv} G_h^{pv} \\ -P_{i,h}^{d} \end{bmatrix} = v_{i,h} \sum_{j \in \mathcal{N}} Y_{ij} v_{j,h} \cos\left(\theta_{i,h} - \theta_{j,h} - \phi_{ij}\right), \quad \{\forall i \in \mathcal{N},\ \forall h \in \mathcal{H}\}, \quad (4)$$

$$q_{i,h}^{cg} - Q_{i,h}^{d} = v_{i,h} \sum_{j \in \mathcal{N}} Y_{ij} v_{j,h} \sin\left(\theta_{i,h} - \theta_{j,h} - \phi_{ij}\right), \quad \{\forall i \in \mathcal{N},\ \forall h \in \mathcal{H}\}, \quad (5)$$

$$p_i^{cg,\text{mín}} \leq p_{i,h}^{cg} \leq p_i^{cg,\text{máx}}, \left\{\forall i \in \mathcal{N}, \quad \forall h \in \mathcal{H}\right\}, \quad (6)$$

$$q_i^{cg,\text{mín}} \leq q_{i,h}^{cg} \leq q_i^{cg,\text{máx}}, \left\{\forall i \in \mathcal{N}, \quad \forall h \in \mathcal{H}\right\}, \quad (7)$$

$$x_i p_i^{pv,\text{mín}} \leq p_i^{pv} \leq x_i p_i^{pv,\text{máx}}, \left\{\forall i \in \mathcal{N}, \quad \forall h \in \mathcal{H}\right\}, \quad (8)$$

$$v_i^{\text{mín}} \leq v_{i,h} \leq v_i^{\text{máx}}, \left\{\forall i \in \mathcal{N}, \quad \forall h \in \mathcal{H}\right\}, \quad (9)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{N}} x_i \leq N_{pv}^{ava}, \quad (10)$$

$$x_i \in \{0,1\}, \left\{\forall i \in \mathcal{N}\right\}, \quad (11)$$

donde los términos $P_{i,h}^{d}$ y $Q_{i,h}^{d}$ son las demandas de potencia activa y reactiva en el nodo i durante el periodo de tiempo h. $q_{i,h}^{cg}$ es la inyección de potencia reactiva en la fuente convencional conectada al nodo i durante el periodo de tiempo h. $v_{i,h}$ y $v_{j,h}$ indican las magnitudes de tensión en los nodos i y j en el periodo de tiempo h, respectivamente, mientras que Y_{ij} es la magnitud de la admitancia que relaciona los nodos i y j, la cual tiene un ángulo ϕ_{ij}. $\theta_{i,h}$ y $\theta_{j,h}$ son los valores del ángulo de tensión en los nodos i y j durante cada periodo de tiempo h, respectivamente. Los términos $p_i^{cg,\text{mín}}$ y $p_i^{cg,\text{máx}}$ representan los límites de generación de potencia activa asociados con el generador convencional conectado al nodo i, en contraste $q_i^{cg,\text{mín}}$ y $q_i^{cg,\text{máx}}$ representan los límites de generación de potencia reactiva asociados de igual manera. x_i hace referencia a la variable binaria asociada a la inyección o no inyección de una fuente PV en el nodo i, para lo cual la variable será equivalente a $x_i = 1$ o $x_i = 0$, respectivamente. $p_i^{pv,\text{mín}}$ y $p_i^{pv,\text{máx}}$ son los tamaños mínimo y máximo permitidos para la integración fotovoltaica en la red de distribución. Los términos $v_i^{\text{mín}}$ y $v_i^{\text{máx}}$ representan los límites de regulación de voltaje mínimo y máximo permitidos en el nodo i. Finalmente N_{pv}^{ava} es un parámetro constante asociado al número máximo de fuentes PV disponibles para ser implementadas en la red de distribución.

2.3 Interpretación del modelo

La interpretación del modelo MINLP es la siguiente: La Ecuación (1) establece la función objetivo del problema que consiste en los costos de energía para los generadores convencionales, como se puede ver en la Ecuación (2), junto con los los costos de operación y mantenimiento incluyendo las inversiones anualizadas de las fuentes PV, como se observa en la Ecuación (3). las Ecuaciones (4) y (5) muestran el equilibrio de potencia activa y reactiva para cada nodo del sistema, respectivamente. Los limites máximos y mínimos de la potencia activa y reactiva se definen en las desigualdades (6) y (7), mientras que en la desigualdad (8) se presentan los limites inferior y superior de la capacidad de generación fuentes PV. Los limites de regulación de tensión permitidos se ven representados en la desigualdad (9). (10) el máximo número de fuentes PV que se pueden instalar a lo largo del sistema de distribución. Por último, la (11) muestra la naturaleza binaria de la variable de decisión. Para la solución del modelo MINLP se debe tener en cuenta que el mayor problema que se presenta es la combinación de variables continuas y discretas con restricciones no lineales, es por este motivo que, la literatura especializada recomienda el uso de metodologías de optimización maestro-esclavo, con las cuales se facilita el problema, separando la ubicación

y el dimensionamiento de las fuente PV del análisis de flujo de potencia en la red eléctrica de distribución [27].
A continuación, se introduce la metodología de optimización maestro-esclavo para resolver el modelo MINLP presentado desde (4) hasta la (11), teniendo el algoritmo de optimización de la viuda negra (BWOA) como la etapa maestra, mientras que se utiliza el método de flujo de potencia de aproximaciones sucesivas en la etapa esclavo.

3 Metodología de solución propuesta

Para dar solución al problema de ubicación y dimensionamiento óptimo para sistemas PV integrados en redes de distribución de energía eléctrica, con el fin de minimizar los costos anuales de operación y mantenimiento de dicho sistema, teniendo en cuenta que la vida útil de los generadores distribuidos es de 20 años, se propone la aplicación del algoritmo de optimización de la viuda negra en su versión discreta-continua (DCBWOA) para la etapa maestra [28]. Para la etapa esclavo se propone el método de flujo de potencia de aproximaciones sucesivas, el cual utiliza la información de ubicación y dimensionamiento de los sistemas PV proporcionada por la etapa maestro para evaluar la función objetivo propuesta en (1). El planteamiento del método de aproximaciones sucesivas para solucionar problemas de flujo de potencia se encuentra completamente desarrollado en [29]. A continuación, se describe detalladamente cada una de las etapas de la metodología propuesta.

3.1 Etapa maestro: BWOA

El DCBWOA es un algoritmo de optimización bioinspirado que replica el comportamiento de la viuda negra [28]. Dicho comportamiento se puede modelar a través de algunas reglas de evolución sencillas que van a permitir una correcta exploración y explotación del espacio de solución, como se muestra en la Figura 1. El algoritmo BWOA, como otros algoritmos evolutivos, comienza con la población inicial de arañas para que cada araña represente una posible solución. Estas primeras arañas, en parejas, intentan reproducir la nueva generación. La viuda negra se come a la araña macho durante o después del apareamiento. Luego lleva el esperma almacenado a sus cavidades de esperma y lo libera en los sacos de óvulos. Once días después de la fertilización, las arañas emergen de los sacos de huevos. Viven en la red madre durante varios días a una semana, tiempo durante el cual se observa que se comen a los hermanos más débiles.[30, 28].

La etapa maestra trabaja como el eje principal de la metodología de solución, en la cual se implementa un algoritmo metaheurístico, este aporta a la necesidad de buscar herramientas eficientes y de fácil implementación para resolver problemas de optimización que posean una alta complejidad [31]. Para resolver el problema de localización y dimensionamiento óptimo de sistemas PV, en este documento, se utiliza una versión discreta-continua del algoritmo de optimización de la viuda negra. La principal ventaja de utilizar una codificación discreta-continua es que el problema de localización y el dimensionamiento se resuelve utilizando un único vector, lo cual va a simplificar en una etapa respecto a los métodos clásicos de optimización, permitiendo explorar y explotar el espacio de solución de una forma más eficiente.
A continuación, se presenta la estructura de la codificación utilizada para representar un individuo de la población i en la iteración t.

$$Wd_i^t = \left[2, \quad k, \quad ..., \quad n \quad | \quad x_2^{pv}, \quad x_k^{pv}, \quad ..., \quad x_n^{pv}\right]; \quad i = 1, 2, ..., N_i, \tag{12}$$

donde Wd_i^t representa a un individuo i de la población de arañas en la iteración t, la dimensión de este vector es de $1 \times 2N_{pv}^{ava}$. k corresponde a un número entero aleatorio el cual representa un nodo del sistema. N_i es el número total de individuos de la población de viudas negras. Nótese que cada individuo de la población de arañas está dividido en dos partes. La primera parte N_{pv}^{ava} se relaciona con la parte entera de la codificación, es decir, los nodos donde los sistemas de generación PV pueden ser instalados; mientras que, la segunda parte del vector, es la parte continua de la codificación, en otras palabras, se encarga de definir los tamaños óptimos de los sistemas PV.
Como se puede evidenciar en la Figura 1, inicialmente el proceso se lleva a cabo como cualquier otro algoritmo metaheurístico. Se parte con una población inicial de arañas de la cual se va a desprender el resto de etapas de la vida de cada araña. El primero proceso es el proceso de reproducción de las arañas, donde la hembra atrae al macho por medio de feromonas para lograr procrear. Durante el apareamiento la hembra se come al macho y luego de fecundar los huevos y de emerger las crías de estos, considerando el tiempo que pasan en la red de la madre, y por la escasez de comida, empieza a haber canibalismo entre hermanos, teniendo como consecuencia que las crías que sobrevivan serán las más fuertes.

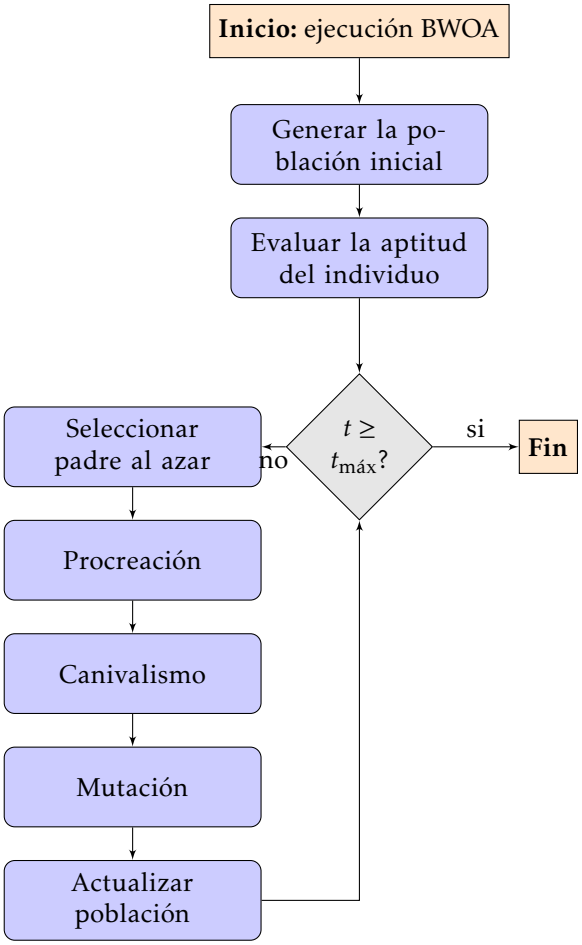


Figura 1. Diagrama de flujo del algoritmo de optimización de la Viuda Negra

3.1.1 Población inicial

El DCBWOA trabaja con una población inicial de arañas que se encuentran distribuidas de forma aleatoria en el espacio de solución. La población inicial de arañas (i.e., individuos) toma la estructura mostrada en (12). Para crear la población inicial de individuos se utiliza (13), la cual va a generar una matriz de números aleatorios, dentro de los limites inferior y superior, que las contiene posibles soluciones del problema bajo estudio.

$$Wd^0 = x^{\text{mín}} ones(N_i, N_v) + (x^{\text{máx}} - x^{\text{mín}}) rand(N_i, N_v) \tag{13}$$

donde $ones(N_i, N_v) \in \mathbb{R}^{N_i \times N_v}$ representa una matriz llena de unos. $rand(N_i, N_v) \in \mathbb{R}^{N_i \times N_v}$ representa una matriz llena de números aleatorios entre 0 y 1 generados por una distribución normal. Finalmente, $x^{\text{mín}} \in \mathbb{R}^{dim \times 1}$ y $x^{\text{máx}} \in \mathbb{R}^{N_v \times 1}$ son vectores que representan los limites inferior y superior del espacio de solución, como se muestra a continuación:

$$x^{\text{mín}} = \begin{bmatrix} x_1^{\text{mín}} \\ x_2^{\text{mín}} \end{bmatrix}, x^{\text{máx}} = \begin{bmatrix} x_1^{\text{máx}} \\ x_2^{\text{máx}} \end{bmatrix}.$$

donde $x_1^{\text{mín}} \in \mathbb{R}^{N_{pv}^{ava} \times 1}$ y $x_1^{\text{máx}} \in \mathbb{R}^{N_{pv}^{ava} \times 1}$ son los limites inferior y superior de las variables de decisión de la parte discreta de la codificación; $x_2^{\text{mín}} \in \mathbb{R}^{N_{pv}^{ava} \times 1}$ y $x_2^{\text{máx}} \in \mathbb{R}^{N_{pv}^{ava} \times 1}$ son los limites inferior y superior de las variables de decisión relacionadas al tamaño de las fuentes PV. Finalmente, se seleccionan parejas de progenitores al azar para iniciar la etapa de procreación mediante el apareamiento, en la que el macho de la viuda negra es devorado por la hembra durante o después de este proceso [28].

3.1.2 Procreación y canibalismo

Las parejas empiezan a aparearse entre si para generar una nueva población descendiente. En la naturaleza, aproximadamente 1000 huevos se producen en cada apareamiento; sin embargo, solo unas pocas crías de araña son los que sobreviven, siendo estas las mas fuertes [28]. La etapa de procreación se evidencia a continuación en (14).

$$\begin{cases} y_1 = \alpha x_1 + (1-\alpha) x_2 \\ y_2 = \alpha x_2 + (1-\alpha) x_1 \end{cases} \tag{14}$$

donde $x_1 \in \mathbb{R}^{1 \times N_v}$ y $x_2 \in \mathbb{R}^{1 \times N_v}$ son los padres, $y_1 \in \mathbb{R}^{1 \times N_v}$ y $y_2 \in \mathbb{R}^{1 \times N_v}$ son las crías y $\alpha \in \mathbb{R}^{1 \times N_v}$ es una vector con números aleatorios entre 0 y 1, el cual funciona como coeficiente para la creación de las crías. Este proceso se efectúa para todos los emparejamientos de la población inicial y se repite $\frac{N_v}{2}$ veces. Finalmente, tanto los hijos, como los padres se organizan de acuerdo al valor de su función de adaptación, para luego ser sometidos al canibalismo. Este proceso se replica para todas las parejas.
El canibalismo se puede llevar a cabo de tres formas distintas, las cuales se enuncian a continuación [28]:

i. Canibalismo sexual: La viuda negra (i.e., padre con el mejor valor de función de adaptación) devora a su marido durante o después del apareamiento.

ii. Canibalismo entre hermanos: Las crías de araña más fuertes se comen a sus hermanos más débiles.

iii. Canibalismo de los hijos: Es un caso poco común, pero en ocasiones los hijos de comen a sus padres.

Nótese que para determinar cuales arañas son más fuertes que otras se utiliza el valor de la función de adaptación. Finalmente, el resultado de este proceso

es una población de cruce donde se encuentran las arañas descendientes mejor preparadas para sobrevivir.

3.1.3 Mutación

En esta etapa, se crea una nueva población denominada población de mutación. Se seleccionan individuos de la población inicial al azar y se intercambian aleatoriamente dos elementos de su vector solución para luego determinar su valor de función de adaptación [28]. Finalmente, para terminar de describir la etapa maestra, se unifican las tres poblaciones encontradas según el valor de su función de adaptación, de esta manera se discriminan los individuos con peor solución.

3.2 Etapa esclavo: Problema de flujo de potencia

En la etapa esclavo se presenta el método flujo de potencia por aproximaciones sucesivas propuesto en [1], el cual va a permitir determinar el valor de la función objetivo del problema bajo estudio. Esta etapa se considerada como el núcleo de las estrategias de optimización basadas en algoritmos metaheurísticos, ya que permiten que la búsqueda por el espacio de solución sea lo más eficiente posible garantizando soluciones factibles [32]. La ecuación recursiva que permite resolver el flujo de potencia por el método de aproximaciones sucesivas es la que se muestra en (15)[1].

$$\mathbb{V}_{d,h}^{t+1} = \mathbb{Y}_{dd}^{-1}\left[\mathbf{diag}^{-1}\left(\mathbb{V}_{d,h}^{*,t}\right)\left(\mathbb{S}_{pv,h}^{*} - \mathbb{S}_{d,h}^{*}\right) - \mathbb{Y}_{ds}\mathbb{V}_{s,h}\right], \tag{15}$$

En este caso el operador $\mathbf{diag}(Z)$ convierte el vector Z en una matriz diagonal y Z^* representa valor complejo conjugado del vector Z. Haciendo un análisis de la Ecuación (15) se puede concluir lo siguiente: (i) t es el contador iterativo; (ii) $\mathbb{V}_{d,h}$ es el vector contiene todas las tensiones de los nodos de demanda en un intervalo de tiempo h. Cuando $t = 0$ el vector $\mathbb{V}_{d,h}^{0} = 1\angle 0°$; (iii) las matrices de admitancia $\mathbb{Y}_{dd}$ y $\mathbb{Y}_{ds}$ relacionan conjuntamente los nodos de demanda con los nodos de demanda y los nodos de demanda con el nodo slack, respectivamente; (iv) $\mathbb{S}_{pv,h}^{*}$ es el vector que contiene las inyecciones de potencia compleja por parte de de las fuentes PV; (v) $\mathbb{S}_{d,h}^{*}$ es el vector que contiene el consumo constante de potencia compleja en los nodos de demanda; (vi) $\mathbb{V}_{s,h}$ representa el valor de tensión del nodo slack, el cual es un valor conocido para realizar el estudio de flujo de potencia.

El proceso iterativo de la Ecuación (15) continuará hasta que la diferencia entre las tensiones $\mathbb{V}_{d,h}^{t+1}$ y $\mathbb{V}_{d,h}^{t}$ cumpla con el criterio de convergencia mostrado en la Ecuación (16).

$$\max\left\{\left|\left|\mathbb{V}_{\mathrm{d,h}}^{\mathrm{t+1}}\right| - \left|\mathbb{V}_{\mathrm{d,h}}^{\mathrm{t}}\right|\right|\right\} \leq \epsilon, \tag{16}$$

donde ϵ representa el criterio de convergencia, el cual se fija en 1×10^{-10} siguiendo la recomendación en [1].

Para evaluar el problema de flujo de potencia y determinar su valor correspondiente en la función de adaptación, es necesario que la etapa maestra proporcione los valores de $\mathbb{S}_{pv}^{*}$ para cada solución individual de la población actual. Una vez se evalúa el problema de flujo de potencia en cada periodo de tiempo, se realiza el calculo de la inyección de potencia compleja en el nodo slack $\mathbb{S}_{cg,h}^{*}$ como se muestra en la Ecuación (17).

$$\mathbb{S}_{cg,h}^{*} = \mathbf{diag}\left(\mathbb{V}_{s,h}^{*}\right)\left[\mathbb{Y}_{sd}\mathbb{V}_{d,h} + \mathbb{Y}_{ss}\mathbb{V}_{s,h}\right], \tag{17}$$

Una vez sean calculados los parámetros definidos en (15) y (17), se evalúa la función objetivo para cada individuo de la serie de soluciones candidatas resultantes de la etapa maestra. La ventaja principal de usar una función de adecuación en lugar de la función objetivo original es que ayuda al optimizador propuesto a explorar regiones no factibles en busca de soluciones óptimas globales en las áreas factibles promisorias e inexploradas del espacio de solución [33, 34]. Nótese que La función de adaptación y la función objetivo tomarán el mismo valor numérico si el espacio de solución es factible y si se cumplen todas las restricciones del modelo matemático descritas en (1)-(11). La función de adaptación propuesta se define en la Ecuación (18).

$$\begin{aligned} F_f =& A_{cost} + \alpha_1 \max_{h}\left\{0, |\mathbb{V}_{d,h}| - v^{\max}\right\} \\ & - \alpha_2 \min_{h}\left\{0, |\mathbb{V}_{d,h}| - v^{\min}\right\} \end{aligned} \tag{18}$$

donde α_1 y α_2 son factores de penalización relacionados a la violación de los límites de regulación de tensión; lo cual genera una penalización adaptativa en función del valor de desviación respecto a los límites inferior y superior de tensión. En cuanto a los límites de generación de energía, es importante aclarar que:

- ✓ No se tienen en cuenta para el nodo slack, se asume que este tiene suficientes capacidades para soportar toda la demanda del sistema, incluso si las fuentes PV no están conectadas a la red.
- ✓ Los límites máximos y mínimos de generación de energía compleja de las unidades de generación PV son siempre considerados por la codificación propuesta en el BWOA.

4 Sistemas de prueba

En esta sección, se presentan las características principales de los sistemas de prueba utilizados para validar la implementación del DCBWOA para ubicar y dimensionar las unidades de generación PV en redes de distribución. Los sistemas de prueba seleccionados son de estructura radial y se componen de 34 y 85 nodos respectivamente [21].

4.1 Sistema de prueba IEEE 34-nodos

El sistema de prueba IEEE 34 nodos es una red de distribución eléctrica compuesta por 34 nodos y 33 líneas con estructura radial, donde el nodo de subestación es operado a 11 kV. La interconexión entre nodos para este alimentador de prueba se muestra en la Figura 2 [29]. El consumo de energía pico en este sistema es de 4636.50 + j2873.50 kVA, lo que provoca 221.75 kW en pérdidas de potencia en la hora pico. Toda la información paramétrica de este sistema se puede consultar en [29].

4.2 Sistema de prueba IEEE 85-nodos

El sistema de prueba IEEE 85 nodos es una red de distribución de media tensión con topología radial compuesta por 85 nodos y 84 líneas, que opera a una tensión nominal de a 11 kV. La demanda total de potencia activa y reactiva de este sistema en la hora pico es de 2570,28 + j2622,20 kVA. La configuración eléctrica de este sistema se proporciona en la Figura 2, y toda su información paramétrica se tomó de [35].

4.3 Curvas de generación y demanda

Para evaluar el impacto de la integración de las unidades de generación PV en los sistemas de prueba mostrados anteriormente, se utilizan las curvas de generación y demanda típicas de Colombia, las cuales se encuentran en la Figura 3. Los datos sobre la variación porcentual en el consumo y la generación se pueden encontrar en [36]. De acuerdo con la Figura 3, el pico de demanda se presenta en las horas 20 y 21, mientras que las unidades de generación fotovoltaica podrán acceder al recurso solar desde las 7 hasta las 20 horas.
Para determinar el valor de la función objetivo definida en la Ecuación (12), la información paramétrica considerada para el caso es encontrada en la Tabla 3. Esta información fue recompilada de los datos disponibles en [37] y [38].

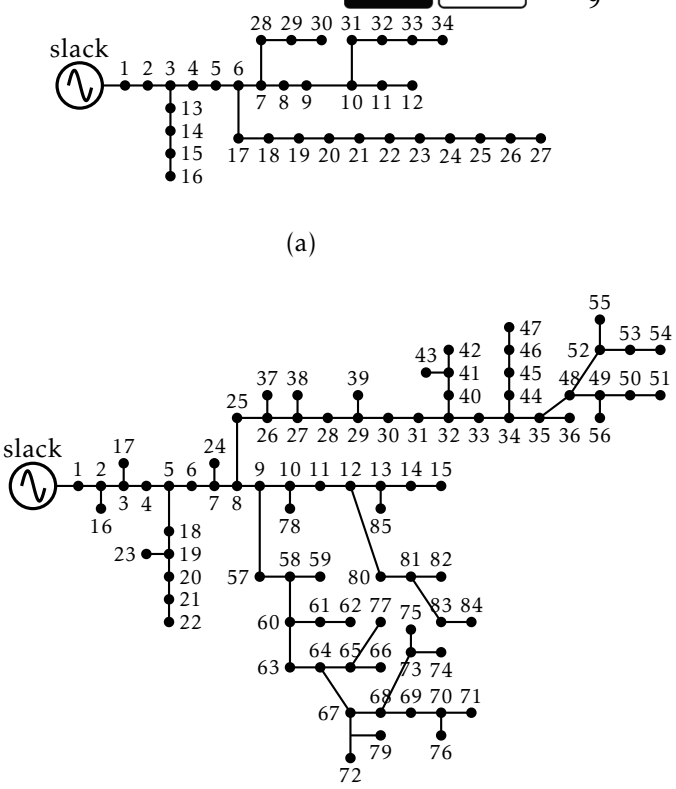


Figura 2. Configuración eléctrica de los sistemas de prueba: (a) Sistema IEEE 34 nodos y (b) Sistema IEEE 85 nodos.

Tabla 1. Información paramétrica con respecto a el cálculo de la función objetivo.

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
C_{kWh}	0.1390	US$/kWh	T	365	días
t_a	10	%	N_t	20	años
Δh	1	h	t_e	2	%
C_{pv}	1036.49	US$/kWp	$C_{0\&M}$	0.0019	US$/kWh
N_{pv}^{ava}	3	-	ΔV	±10	%
$p_k^{pv,\text{mín}}$	0	kW	$p_k^{pv,\text{máx}}$	2400	kW
α_1	100×10^4	US$/V	α_2	100×10^4	US$/V

5 Resultados numéricos y simulaciones

A continuación se presenta la validación numérica de la metodología desarrollada aplicada a los sistemas de prueba seleccionados, con el fin de resolver el problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de unidades de generación PV. Los resultados obtenidos con la metodología maestro - esclavo propuesta son comparados con los resultados mostrados en [21] en donde se observa una comparación entre la aplicación de una versión discreta-continua del algoritmo genético de Chu & Beasley (DCCBGA) y el al-

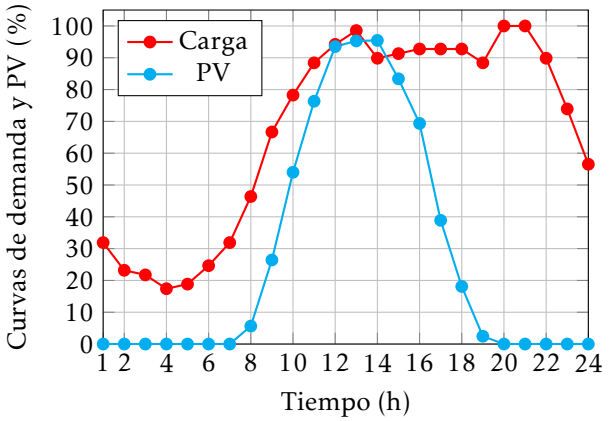


Figura 3. Comportamiento típico de las curvas de generación y demanda para un periodo de estudio de 24 horas.

goritmo metaheurístico de optimización de Newton (NMA), este último usa una codificación discreta-continua similar a la presentada en (12). La implementación del método propuesto en este articulo fue ejecutada en la versión 2021b del software MATLAB en un PC con sistema operativo Windows 11 64-bit, con un procesador Intel Core i7-9750H CPU @ 2.60 GHz y de 16GB de RAM. Es importante mencionar que el caso de referencia base utilizado en [21], representa el escenario en el cual no existe generación distribuida y se refleja el costo máximo de operación y mantenimiento de todo el sistema durante el periodo de operación anual, por lo tanto se puede pronosticar que los resultados obtenidos por el DCBWOA sean significativamente mejores que los del escenario de referencia.

5.1 Resultados obtenidos en el sistema IEEE 34-nodos

En la Tabla 2 se pueden observar los resultados obtenidos para el análisis del sistema de prueba de 34 nodos, en donde es posible comparar y analizar los resultados del sistema evaluado con el Algoritmo genético de Chu & Beasley (DCCBGA), el resultado del sistema evaluado con el algoritmo del método de Newton (NMA) y el resultado logrado en este trabajo con la implementación del algoritmo de optimización de viuda negra en su versión discreta-continua (DCBWOA). El caso base de referencia tiene un valor de 4'588.283,8 US$/año, al compararlo con el mejor valor obtenido por medio del DCBWOA, i.e., 3'354.621,01 US$/año, se puede apreciar una reducción de costos de alrededor de 26,88 %, lo cual indica una mejoría significativa, mientras que con respecto a los dos algoritmos metaheurísticos de características similares se ve una mejoría de unos cuantos dolares, donde por un lado en el DCCBGA la mejoría es de casi 100 US$/año respecto al DCBWOA y en cuanto al NMA la mejoría es de un poco más de 55 US$/año respecto al DCBWOA, Lo que se puede evidenciar en los resultados numéricos presentados en la Tabla 2.

De los resultados obtenidos, el valor óptimo el cual supera a los resultados que se obtienen con el DCCBGA y el NMA se encuentra con las siguientes especificaciones, en cuanto a la ubicación de los generadores distribuidos fotovoltaicos, estos se encuentran en los nodos 25, 11 y 23 y respecto al dimensionamiento de los generadores en kW es, 1354, 1173 y 1923 respectivamente, tal y como se puede evidenciar en la Tabla 2. Dichos resultados de ubicación y tamaño de los generadores PV en comparación a los otros métodos de solución se puede observar que varían más, sin embargo con una diferencia muy mínima, por ejemplo la ubicación de los generadores en el DCCBGA son los mismos (11,23,35),únicamente cambia el orden de los mismos. También es importante resaltar que el DCBWOA encuentra aproximadamente 10 soluciones con un valor óptimo mejor que el resultado encontrado por parte del DCCBGA y en comparación con el resultado presentado por el NMA se hallaron 8 soluciones con mejor función objetivo que este. Lo anteriormente mencionado se encuentra relevante debido a que esto demuestra que hay mas de una opción que permite ubicar y adaptar de diferente manera los generadores fotovoltaicos y de igual manera se estaría obteniendo unos resultados óptimos para el uso del mismo.

En la Figura 4 se puede observar que en la ejecución e implementación del algoritmo de Viuda negra (BWOA) el nivel de tensión se encuentra dentro de los limites permitidos de la regulación del voltaje. Lo anterior hace que todos los voltajes en los nodos se encuentren disponibles en la red. Como se puede ver en la Figura 4 el mejor valor de tensión, el cual es el valor máximo, se encuentra en la hora 14 con un valor de 1.0161 pu mientras que el peor dato esta ubicado en las horas 20 y 21 con un mismo valor de tensión de 0.9415 pu y donde también se puede asegurar que la tensión durante las 24 horas del día se encuentre delimitada por dichos limites con una delimitación de no más del 10 % de diferencia.

La razón principal para estudiar la Figura 5 es que esta muestra como varia la generación de potencia en el nodo slack, tanto para el caso base como para el caso luego de implementar el BWOA con la inyección de potencia por parte de la generación distribuida de generadores PV, como era de esperarse y como se

Tabla 2. Resultados numéricos obtenidos en el sistema IEEE 34-nodos

Método	Ubic. y Dim. (Nodo, kW)	A_{cost}(US$/año)	f_1(US$/año)	f_2(US$/año)
Caso Base	-	4,588,283.80	4,588,283.80	0
DCCBGA	{11(1055,54), 23(1347,95), 25(2057,09)}	3,354,711.16	2,791,274.19	563,436.97
NMA	{10(994,25), 23(1409,42), 24(2056,85)}	3,354,676.16	2,791,246.03	563,430.13
BWOA	{25(1354,1), 11(1173,6), 23(1923,7)}	3,354,621.01	2,792,350.16	562,270.84

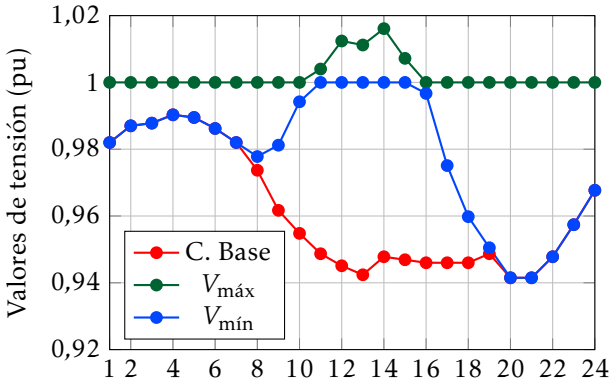


Figura 4. Magnitudes de tensión mínima y máxima en el sistema de prueba IEEE 34-nodos implementando la solución obtenida por BWOA

puede apreciar en la gráfica, la metodología implementada logra minimizar la entrega de potencia del nodo slack a la red eléctrica en el intervalo de tiempo desde la hora 9 hasta la hora 19, lo que significa que en este espacio de tiempo son los generadores PV los que ayudan a suplir la demanda energética y de esta manera optimizar el sistema.

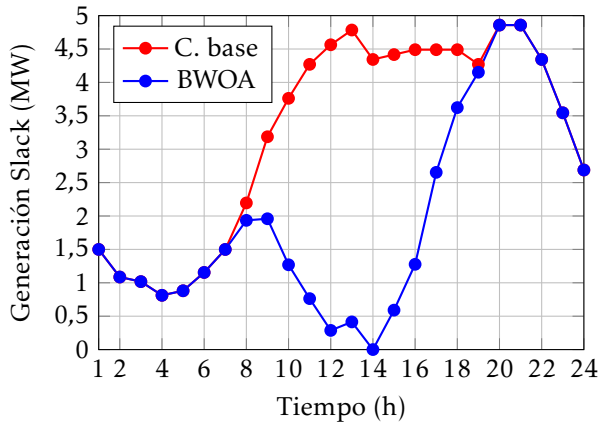


Figura 5. Comportamiento de la generación de energía en el nodo slack con y sin integración de fuentes fotovoltaicas en el sistema de prueba IEEE 34-nodos

5.2 Resultados obtenidos en el sistema IEEE 85-nodos

En la Tabla 3 se observan en detalle los resultados numéricos obtenidos para el sistema IEEE 85-nodos en el escenario base y en el escenario con generadores distribuidos. En cuanto a la ubicación de los generadores distribuidos fotovoltaicos, estos se encuentran en los nodos 70, 35 y 64 y respecto al dimensionamiento de los generadores en kW es, 543.60, 1453.70 y 590.01 respectivamente. De igual manera es posible apreciar que, al igual que en el sistema de prueba anterior, el BWOA obtiene mejores resultados que el DCCBGA y el NMA. El caso base de referencia tiene un valor de costos de 2'686.114,05 US$/año, al compararlo con el mejor valor obtenido por medio del DCBWOA, i.e., 1'944.571,20 US$/año, se puede apreciar una reducción de costos de alrededor de 27,61 % , lo cual indica una mejoría significativa. En cuanto al DCCBGA, se aprecia una reducción de 207.95 US$ respecto a los resultados obtenidos con BWOA, mientras que la diferencia en dólares del NMA respecto al BWOA es una considerable cifra de 159.93 US$, un importante ahorro en costos anuales de operación y mantenimiento. En cuanto a la potencia instalada calculada por cada algoritmo, se puede analizar que con los resultados obtenidos con el BWOA se instala un total de 3290.65kW, 692.21kW mas que con el NMA.

Sin embargo, es importante resaltar el hecho de que para este tipo de problemas existe una multitud de soluciones óptimas con distintas combinaciones de nodos, valores de potencia y valores de función objetivo, las cuales tienen gran similitud entre sí. Para el proceso iterativo de la implementación del BWOA se consideró una consecución de 100 repeticiones, 3 de ellas tienen el mismo valor numérico de función objetivo para diferentes arreglos de ubicación y dimensión de las fuentes PV, por lo que cualquiera de ellas puede considerarse como la solución óptima al problema de optimización.

Por otro lado, la Figura 6 representa los valores de tensión máxima y mínima para los 85 nodos del sistema IEEE según la solución proporcionada por el BWOA. Es posible apreciar que en los periodos de tiempo entre las horas 20 y 21 los perfiles de ten-

Tabla 3. Resultados numéricos obtenidos en el sistema IEEE 85-nodos

Método	**Ubic. y Dim. (Nodo, kW)**	A_{cost}**(US$/año)**	f_1**(US$/año)**	f_2**(US$/año)**
Caso Base	-	2,686,114.05	2,686,114.05	0
DCCBGA	{47(260,33), 48(1165,68), 68(1168,02)}	1,944,779.15	1,617,114.52	327,664.63
NMA	{35(1631,31), 67(463,33), 71(503,80)}	1,944,731.13	1,616,509.04	328,222.09
BWOA	{70(543,60), 35(1453,70), 64(590,01)}	1,944,571.20	1,617,760.63	326,810.54

sión de la red tuvieron un mínimo de 0.8713 pu, esta es una condición operativa normal para este sistema debido a que la única fuente en este período de tiempo es el nodo slack, la demanda en este punto fue máxima y la generación fotovoltaica fue cero [39].

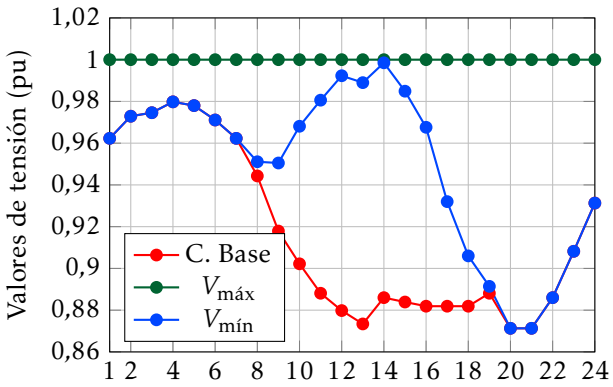


Figura 6. Magnitudes de tensión mínima y máxima en el sistema de prueba IEEE 85-nodos implementando la solución obtenida por BWOA

Es importante resaltar que entre las horas 9 y 16, se ve un mejoramiento significativo en el perfil de tensión respecto al caso base, esto se debe a que en ese periodo de tiempo la generación fotovoltaica alcanza un alto porcentaje de efectividad al generar energía eléctrica. En contraste, cuando la generación PV no actúa, se observa que el perfil de tensión tiende a ser igual que el del caso de referencia lo cual es frecuente en estos sistemas PV sin almacenamiento de energía.
En la Figura 7 se puede apreciar el comportamiento de la Potencia de generación diaria en el nodo Slack para el caso de referencia y para la solución óptima que proporcionó el BWOA, al igual que en sistema de prueba IEEE 34-nodos, durante el tiempo en que las fuentes PV se encuentran activas, la generación de potencia en el nodo slack es caracterizada por la llamada curva de pato, en esta curva se puede detallar también que en la hora 14 se presenta el valor mínimo de potencia generada con 0.001MW, esto quiere decir que durante este periodo de tiempo la demanda es sustentada principalmente con la generación fotovoltaica.

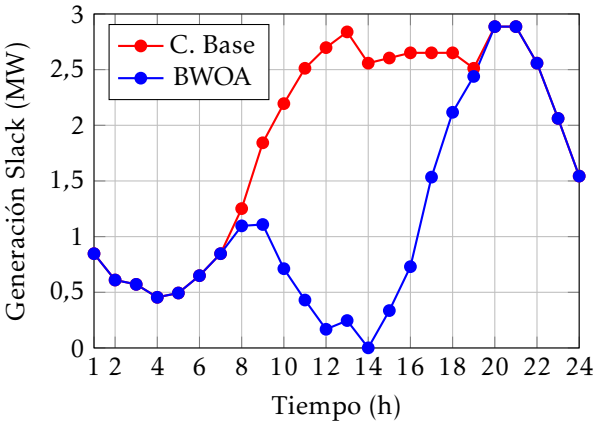


Figura 7. Comportamiento de la generación de energía en el nodo slack con y sin integración de fuentes fotovoltaicas en el sistema de prueba IEEE 85-nodos

6 Conclusiones

El problema abordado en este trabajo, el dimensionamiento y ubicación óptima de generadores distribuidos fotovoltaicos sobre una red radial de distribución, fue estudiado mediante el uso de una metodología de optimización maestro-esclavo, en donde en la etapa maestra se aplicó el algoritmo discreto-continuo de optimización de la viuda negra (DCBWOA) el cual se encargaba de definir las variables discretas y continuas las cuales respectivamente son la ubicación y el dimensionamiento óptimo de fuentes PV, mientras que por el lado de la etapa esclavo se aplicaba el análisis flujo de potencia denominado aproximaciones sucesivas, cuyo estudio arrojaba la evaluación de la función objetivo a estudiar, la cual entregaba el valor de los costos de energía mas los costos de inversión y mantenimiento de los generadores PV. La finalidad de esta investigación era minimizar dichos costos anuales mencionados anteriormente por medio del uso de las metodologías descritas.

- ✓ Con la metodología propuesta (DCBWOA) se obtuvo una reducción del 26,88% con respecto al caso base en el sistema de 34 nodos, por otro lado, en el sistema de 85 nodos se obtuvo una

reducción del 27,61 % con respecto al caso base.

- ✓ Se logra observar en la gráfica de perfiles de tensión que el sistema de 34 nodos obtuvo un periodo de máxima inyección de potencia, el cual fue en la hora 14 y cuenta con un valor de 1,0161 pu; mientras que, en el sistema de 85 nodos, el valor máximo no alcanza a sobrepasar la unidad (1 pu). Para los valores mínimos en los perfiles de tensión se observa que, tanto en el sistema de 34 nodos como en el sistema de 85 nodos, se encuentra en los periodos de 20 y 21 horas respectivamente, con unos valores de 0,9415 pu para el sistema de 34 y 0,8713 pu en el sistema de 85 nodos. De lo anteriormente mencionado se puede evidenciar que los valores de tensión se encuentran dentro de un rango de tensión de 10 %.
- ✓ La metodología utilizada para la investigación realizada no depende del numero de nodos de los sistemas de distribución a implementar, a pesar de esto, se logra observar que cuando se aumenta el numero de nodos del sistema a evaluar, el espacio de solución también aumenta, esto significa que también aumenta el tiempo de procesamiento, lo cual suele ser un factor clave al momento de calificar este tipo de investigaciones.

Para futuros trabajos: (i) Utilizando la misma metodología de análisis con un cambio en los generadores distribuidos inyectados en la red, el objetivo es que no sean solo fotovoltaicos sino también eólicos; (ii) Se puede hacer el mismo estudio (DCBWOA) evaluando la misma función objetivo al problema de la implementación de los sistemas de almacenamiento de energía (baterías); (iii) Se puede aplicar el BWOA para determinar el dimensionamiento y ubicación de compensadores estáticos y de bancos de condensadores en diferentes redes eléctricas de distribución.

Referencias

[1] O. D. Montoya and 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, p. 106454, 2020. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620302583

[2] F. Xue, Y. Xu, H. Zhu, S. Lu, T. Huang, and J. Zhang, "Structural Evaluation for Distribution Networks with Distributed Generation Based on Complex Network," *Complexity*, vol. 2017, pp. 1–10, 2017.

[3] J. A. Taylor and F. S. Hover, "Convex Models of Distribution System Reconfiguration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 1407–1413, aug 2012.

[4] R. Pegado, Z. Ñaupari, Y. Molina, and C. Castillo, "Radial distribution network reconfiguration for power losses reduction based on improved selective bpso," *Electric Power Systems Research*, vol. 169, pp. 206–213, 2019. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779618304279

[5] W. Villa Acevedo, J. Rendón, and J. López-Lezama, "Evaluación del impacto de la generación distribuida en la red de transmisión," *Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada (RCTA)*, vol. 3, no. Especial, pp. 72–79, abr. 2021. [Online]. Available: https://ojs.unipamplona.edu.co/ojsviceinves/index.php/rcta/article/view/857

[6] M. A. Tawhid and P. Savsani, "Discrete sine-cosine algorithm (DSCA) with local search for solving traveling salesman problem," *Arabian Journal for Science and Engineering*, vol. 44, no. 4, pp. 3669–3679, nov 2018.

[7] O. D. Montoya, E. Rivas-Trujillo, and J. C. Hernández, "A Two-Stage Approach to Locate and Size PV Sources in Distribution Networks for Annual Grid Operative Costs Minimization," *Electronics*, vol. 11, no. 6, p. 961, mar 2022.

[8] K. Muttaqi, A. D. Le, J. Aghaei, E. Mahboubi-Moghaddam, M. Negnevitsky, and G. Ledwich, "Optimizing distributed generation parameters through economic feasibility assessment," *Applied Energy*, vol. 165, pp. 893–903, mar 2016.

[9] "Plan energético nacional 2020-2050 - upme (unidad de planeación minero-energética)," Nov 2020. [Online]. Available: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Plan_Energetico_Nacional_2020_2050.pdf

[10] F. R. Torres Fernández, "Análisis del marco normativo del sector eléctrico colombiano, impactos en la regulación eléctrica de la ley 1715 de 2014," Nov 2016.

[11] "La energía solar fotovoltaica en colombia: potenciales, antecedentes y perspectivas." [Online]. Available: http://hdl.handle.net/11634/10312

[12] A. G. Ulloa de Souza, "Óptima ubicación y dimensionamiento de d-statcom para la compensación de potencia reactiva en redes de distribución considerando la incidencia de armónicos." B.S. thesis, 2018.

[13] O. D. Montoya, L. F. Grisales-Noreña, and A.-J. Perea-Moreno, "Optimal Investments in PV Sources for Grid-Connected Distribution Networks: An Application of the Discrete–Continuous Genetic Algorithm," *Sustainability*, vol. 13, no. 24, p. 13633, dec 2021.

[14] C. García Arbeláez, "El acuerdo de parís: Así actuará colombia frente al cambio climático," May 2016. [Online]. Available: https://quindio.gov.co/home/acuerdos__colombia_cop_21.pdf

[15] "Plan de expansión de referencia generación - transmisión 2019 - 2033 - upme (unidad de planeación minero-energética)," Oct 2019. [Online]. Available: https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24128710/Plan+GT+2019+-2033_SOLOTRANSMISION_vdef.pdf

[16] O. D. Montoya, A. Molina-Cabrera, H. R. Chamorro, L. Alvarado-Barrios, and E. Rivas-Trujillo, "a hybrid approach based on SOCP and the discrete version of the SCA for optimal placement and sizing DGs in AC distribution networks," *Electronics*.

[17] T. R. Ayodele, A. S. O. Ogunjuyigbe, and O. O. Akinola, "Optimal Location, Sizing, and Appropriate Technology Selection of Distributed Generators for Minimizing Power Loss Using Genetic Algorithm," *Journal of Renewable Energy*, vol. 2015, pp. 1–9, 2015.

[18] A. Paz-Rodríguez, J. F. Castro-Ordoñez, O. D. Montoya, and D. A. Giral-Ramírez, "Optimal integration of photovoltaic sources in distribution networks for daily energy losses minimization using the vortex search algorithm," *Applied Sciences*, vol. 11, no. 10, 2021. [Online]. Available: https://www.mdpi.com/2076-3417/11/10/4418

[19] P. Wang, W. Wang, and D. Xu, "Optimal Sizing of Distributed Generations in DC Microgrids With Comprehensive Consideration of System Operation Modes and Operation Targets," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 31 129–31 140, 2018.

[20] S. Sultana and P. K. Roy, "Krill herd algorithm for optimal location of distributed generator in radial distribution system," *Applied Soft Computing*, vol. 40, pp. 391–404, 2016. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1568494615007541

[21] O. D. Montoya, L. F. Grisales-Noreña, L. Alvarado-Barrios, A. Arias-Londoño, and C. Álvarez-Arroyo, "Efficient Reduction in the Annual Investment Costs in AC Distribution Networks via Optimal Integration of Solar PV Sources Using the Newton Metaheuristic Algorithm," *Applied Sciences*, vol. 11, no. 23, p. 11525, dec 2021.

[22] O. D. Montoya, L. F. Grisales-Noreña, and D. A. Giral-Ramírez, "Optimal Placement and Sizing of PV Sources in Distribution Grids Using a Modified Gradient-Based Metaheuristic Optimizer," *Sustainability*, vol. 14, no. 6, p. 3318, mar 2022.

[23] B. Cortés-Caicedo, F. Molina-Martin, L. F. Grisales-Noreña, O. D. Montoya, and J. C. Hernández, "Optimal Design of PV Systems in Electrical Distribution Networks by Minimizing the Annual Equivalent Operative Costs through the Discrete-Continuous Vortex Search Algorithm," *Sensors*, vol. 22, no. 3, p. 851, jan 2022.

[24] M. A. Mosa and A. Ali, "Energy management system of low voltage dc microgrid using mixed-integer nonlinear programing and a global optimization technique," *Electric Power Systems Research*, vol. 192, p. 106971, 2021. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620307690

[25] H. Saboori and R. Hemmati, "Maximizing disco profit in active distribution networks by optimal planning of energy storage systems and distributed generators," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71, pp. 365–372, 2017. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116311224

[26] A. Molina, O. D. Montoya, and W. Gil-González, "Exact minimization of the energy losses and the co2 emissions in isolated dc distribution networks using pv sources," *DYNA*, vol. 88, no. 217, p. 178–184, may 2021. [Online]. Available: https://revistas.unal.edu.co/index.php/dyna/article/view/93099

[27] X. Chen, Z. Li, W. Wan, L. Zhu, and Z. Shao, "A master–slave solving method with adaptive model reformulation technique for water network

synthesis using minlp," *Separation and purification technology*, vol. 98, pp. 516–530, 2012.

[28] V. Hayyolalam and A. A. Pourhaji Kazem, "Black widow optimization algorithm: A novel meta-heuristic approach for solving engineering optimization problems," *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, vol. 87, p. 103249, 2020. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0952197619302283

[29] O. D. Montoya, A. Molina-Cabrera, and J. C. Hernández, "A comparative study on power flow methods applied to ac distribution networks with single-phase representation," *Electronics*, vol. 10, no. 21, 2021. [Online]. Available: https://www.mdpi.com/2079-9292/10/21/2573

[30] A. Hosseinalipour, F. Soleimanian Gharehchopogh, m. masdari, and A. Khademi, "An optimization-based learning black widow optimization algorithm for text psychology," *Journal of Advances in Computer Engineering and Technology*, vol. 7, no. 1, pp. 81–92, 2021. [Online]. Available: https://jacet.srbiau.ac.ir/article_18221.html

[31] O. Investments, in PV, S. for, G.-C. Distribution, N. an, A. of the Discrete-Continuous, Genetic, and Algorithm, "Article." IEEE, 2021.

[32] M. C. Vélez and J. A. Montoya, "Metaheurísticos: Una alternativa para la solución de problemas combinatorios en administración de operaciones," *Revista EIA*, pp. 99 – 115, 12 2007. [Online]. Available: http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1794-12372007000200009&nrm=iso

[33] R. Roshan, R. Porwal, and C. M. Sharma, "Review of search based techniques in software testing," *International Journal of Computer Applications*, vol. 51, no. 6, 2012.

[34] M. Harman, Y. Jia, and Y. Zhang, "Achievements, open problems and challenges for search based software testing," in *2015 IEEE 8th International Conference on Software Testing, Verification and Validation (ICST)*. IEEE, 2015, pp. 1–12.

[35] D. Zhang, Z. Fu, and L. Zhang, "An improved ts algorithm for loss-minimum reconfiguration in large-scale distribution systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 5, pp. 685–694, 2007. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779606001477

[36] L. F. Grisales-Noreña, O. D. Montoya, and C. A. Ramos-Paja, "An energy management system for optimal operation of bss in dc distributed generation environments based on a parallel pso algorithm," *Journal of Energy Storage*, vol. 29, p. 101488, 2020.

[37] C. M. Castiblanco-Pérez, D. E. Toro-Rodríguez, O. D. Montoya, and D. A. Giral-Ramírez, "Optimal placement and sizing of d-statcom in radial and meshed distribution networks using a discrete-continuous version of the genetic algorithm," *Electronics*, vol. 10, no. 12, p. 1452, 2021.

[38] P. Wang, W. Wang, and D. Xu, "Optimal sizing of distributed generations in dc microgrids with comprehensive consideration of system operation modes and operation targets," *IeEe Access*, vol. 6, pp. 31 129–31 140, 2018.

[39] D. Prakash and C. Lakshminarayana, "Optimal siting of capacitors in radial distribution network using whale optimization algorithm," *Alexandria Engineering Journal*, vol. 56, no. 4, pp. 499–509, 2017. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1110016816302927