

# Ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida fotovoltaica en redes de distribución usando PSO

## Optimal location and dimensioning of photovoltaic distributed generation in distribution networks using PSO

Alexander Águila-Téllez<sup>1\*</sup> , Diego González<sup>1</sup> , Gonzalo Gutiérrez<sup>1</sup> , Leony Ortiz<sup>1</sup> 

<sup>1</sup>Universidad Politécnica Salesiana, Grupo de Investigación: GIREI, Ecuador

[aaguila@ups.edu.ec](mailto:aaguila@ups.edu.ec); [dgonzalezs1@est.ups.edu.ec](mailto:dgonzalezs1@est.ups.edu.ec); [ggtierrezs@est.ups.edu.ec](mailto:ggtierrezs@est.ups.edu.ec); [lortizm@ups.edu.ec](mailto:lortizm@ups.edu.ec)

Fecha de recepción: 27 de mayo de 2022; Fecha de aprobación: 24 de junio de 2022.

\*Autor de correspondencia: Alexander Águila-Téllez ([aaguila@ups.edu.ec](mailto:aaguila@ups.edu.ec))

**RESUMEN.** Este artículo presenta la ubicación y el dimensionamiento óptimo de la generación distribuida con inyección de potencia activa en sistemas de distribución radial mediante un flujo de potencia óptimo a través del algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO). Los criterios propuestos como objetivos son minimizar las pérdidas de potencia en las líneas y mejorar el perfil de los voltajes reduciendo las desviaciones con respecto al valor nominal. Como variable de función objetivo también se define el cumplimiento de estos criterios considerando la minimización de los costos asociados a la generación distribuida. Las restricciones propuestas están sujetas al balance de potencias, los márgenes permisibles de voltaje y los límites de inyección de potencia de la generación distribuida. El análisis se llevó a cabo en los sistemas de distribución radial IEEE de 15 barras e IEEE de 33 barras como casos de estudio, y la implementación se desarrolló en el entorno del software matemático MATLAB. La metodología utilizada (PSO) también permitió mejorar los índices de condiciones de calidad, como lo son la desviación de voltaje promedio y la desviación máxima del voltaje. Los resultados obtenidos muestran que el método utilizado para la ubicación y el dimensionamiento óptimo de la generación distribuida logren de forma óptima minimizar las pérdidas de potencia, mejorar los niveles de voltaje cumpliendo con el objetivo de mínimo costo.

**Palabras clave.** *Generación distribuida, sistemas de distribución, optimización de enjambre de partículas, perfil de voltaje, minimización de pérdida de potencia.*

**ABSTRACT.** This article presents the location and optimal sizing of distributed generation with active power injection in radial distribution systems by means of an optimal power flow through the particle swarm optimization (PSO) algorithm. The criteria proposed as objectives are to minimize power losses in the lines and improve the voltage profile and reduce deviations from the nominal value. Compliance with these criteria is also defined as an objective function variable, considering the minimization of costs associated with distributed generation. The restrictions are subject to the power balance, the permissible voltage margins and the power injection limits of distributed generation. The analysis was carried out in the IEEE 15-bar and IEEE 33-bar radial distribution systems as case studies, and the implementation was developed in the MATLAB mathematical software environment. The methodology used (PSO) also allowed to improve the indices of quality conditions, such as the average voltage deviation and the maximum voltage deviation. The results obtained show that the method used for the location and optimal sizing of distributed generation optimally manages to minimize power losses, improve voltage levels, fulfilling the objective of minimum cost.

**Keywords.** *Distributed power generation, distribution systems, particle swarm optimization, power loss minimization, voltage profile.*

## 1. Introducción

El estudio de la optimización de flujos de potencia en redes de distribución radial es considerado importante para entregar un suministro de energía eléctrica con

condiciones de calidad al usuario [1]. Los sistemas de distribución radial tienen una generación centralizada localizada lejos de la demanda, por lo cual una implementación de generación distribuida (GD)

contribuye a mejorar las condiciones técnicas, económicas y ambientales en el abastecimiento de la energía eléctrica [2].

La generación distribuida se define como “la generación de electricidad por instalaciones que son más pequeñas que las grandes centrales generadoras convencionales, y que permiten la interconexión en un punto muy cercano de la carga dentro de un sistema de potencia” (IEEE) [3].

La generación distribuida frecuentemente utiliza fuentes de energía renovables no convencionales, como lo son, la energía solar, la eólica, la biomasa, entre otras también consideradas no extinguidas y no contaminantes, debido a que no aportan grandes emisiones de gases a la atmósfera, y contribuyen a minimizar el impacto en el ecosistema alrededor de sus instalaciones [4], [5].

Las variables eléctricas mejoradas con la implementación de un flujo óptimo de potencia (OFP) a partir de la adecuada selección, ubicación y dimensionamiento de generación distribuida son: mejoramiento del perfil de voltaje, reducción de pérdidas por efecto Joule, reducción de flujos de corriente, mayor confiabilidad, etc. [6], [7]. El mejoramiento conjunto de estas variables contribuye a elevar la calidad de servicio y la eficiencia en las redes de distribución, permitiendo además mayores facilidades de seccionamiento de la red ante interrupciones del servicio eléctrico.

La GD se encuentra actualmente en un gran desarrollo tecnológico y cada día es mayor la penetración de las nuevas tecnologías de generación renovable. Sin embargo, todavía los costos de inversión, operación y mantenimiento se mantienen relativamente altos, por tal motivo es de vital importancia analizar la inyección de potencia a partir de energías renovables mediante técnicas de optimización que involucren el análisis de costos [7–9].

La ubicación óptima de la GD reduce un consumo de potencia de un solo nodo de generación, permitiendo a las cargas abastecerse de otras generaciones más cercanas a ellas, minimizando las corrientes que fluyen por las líneas de distribución, logrando una reducción tanto de las pérdidas de potencia activa como de las de potencia reactiva [10].

La inyección de generación de potencia activa y reactiva puede lograrse a través de distintos tipos de generación distribuida que aprovechan diferentes fuentes de energía [11]. Sin embargo, con generación solar fotovoltaica tradicional y aprovechando al máximo la curva de capacidad de estos generadores estáticos se logra entregar mayoritariamente potencia activa, lo cual puede afectar el factor de potencia visto por la red externa. [12], [13].

La energía solar se transforma en energía eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos compuestos principalmente por paneles fotovoltaicos, este tipo de sistemas tiene beneficios como reducir el impacto ambiental [14]. La utilización de una fuente de energía considerada casi inagotable mejora la calidad de vida social, aumenta las condiciones técnicas de suministro de energía, pero con una desventaja que al estar en desarrollo tiene altos costos de implementación. Por este motivo en esta investigación se propone un modelo que permite compensar las variables eléctricas de un sistema de distribución mediante la ubicación óptima y dimensionamiento de generación solar considerando las restricciones de costos de esta tecnología [9], [15].

En este trabajo se propone un modelo de optimización de flujos de potencia mediante el algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO), aplicado en los sistemas de distribución radial IEEE 15 nodos e IEEE 33 nodos, ubicando y dimensionando de manera óptima la generación distribuida solar con un tamaño óptimo, tomando como función objetivo del problema la minimización de costos.

El artículo se encuentra estructurado de la siguiente forma, en la sección 2 se muestra una revisión bibliográfica sobre el análisis de la ubicación de generación distribuida mediante diferentes métodos, la sección define los datos de los sistemas de distribución radial a implementar, a continuación, la sección IV presenta la formulación del problema con su función objetivo y restricciones utilizadas. En la sección V encontramos la metodología de ubicación óptima de la GD por medio del algoritmo PSO. Tenemos en la sección 3 el análisis de los resultados y por último las conclusiones se encuentran en la sección 4.

## 2. Materiales y métodos

### Ubicación y dimensionamiento de generación distribuida

Muchos autores han desarrollado artículos con propuestas de modelos matemáticos para dar solución a los flujos de potencia en condiciones no deseables. Algunos autores buscan mejorar una determinada variable, en otros casos se proponen mejoramientos con más de un objetivo, como mejorar el perfil de voltaje, minimizar costos, minimizar pérdidas, minimizar impacto ambiental, o análisis conjunto de las variables mencionadas [16]. Estas funciones objetivos han estado sujetas a distintos escenarios y distintas restricciones de niveles de voltajes, balance de flujo de potencias, factor de potencia, límites de inyección de potencia, tipo de GD y número de GD, etc. [17].

Los métodos implementados para la ubicación de GD son extensos y variados, existen métodos tradicionales, analíticos y numéricos, heurísticas y metas heurísticas, algunos de ellos son la programación no lineal (NLP) [18], programación no lineal entera mixta (MINLP) [19], algoritmo de búsqueda cuco (CSA) [20], optimización por enjambre de partículas (PSO) [21–24], optimización colonia de hormigas (ACO) [8], algoritmo genético (GA) [25], algoritmo salto de rana modificado (MSFL) [26], colonia de abejas artificiales (ABC) [27], algoritmo de murciélago (BA) [28], algoritmo de polinización de flores (FPA), optimización de hormiga león (ALO) [29], algoritmo de optimización de ballenas (WOA) [10], optimización basada en la enseñanza - aprendizaje (TBLO), optimización de malezas invasoras (IWO) [30], entre otros. Estos métodos pueden ser implementados en computador para su desarrollo, la mayoría se basa en comportamientos sociales de un grupo de individuos, de igual manera en su conocimiento, aprendizaje, en modificaciones genéticas, y muchos de estos métodos pueden ser combinados para obtener mejores resultados, estos son conocidos como híbridos [15].

La tabla 1 muestra algunos de los resultados propuestos por los autores para la ubicación óptima de generación distribuida en sistemas de 15 y 33 barras de la IEEE.

Tabla 1. Comparación de resultados de ubicación de generación distribuida.

Ref.	Sistema IEEE	Pérdidas (kW)	Tamaño GD (MW)	Nodos escogidos
[31]	IEEE 15	45.80	0.68	6
[32]	IEEE 15	36.55	0.20; 0.25; 0.20	6; 11; 15
[10]	IEEE 15	42.82	0.67	15
[31]	IEEE 33	125.16	1.54	30
[19]	IEEE 33	72.79	0.77; 1.04; 1.15	13; 24; 30
[33]	IEEE 33	88.68	0.59; 0.19; 1.01	14; 18; 32
[24]	IEEE 33	72.85	1.05; 1.09; 0.80	31; 20; 10
[34]	IEEE 33	72.89	0.79; 1.07; 1.01	13; 24; 30
[21]	IEEE 33	74.09	0.69; 0.99; 1.28	14; 24; 29
[30]	IEEE 33	85.86	0.56; 0.1; 1.16	14; 18; 32
[18]	IEEE 33	67.8	2.53	6
[4]	IEEE 33	74.21	0.88; 0.93; 0.93	11; 29; 24
[14]	IEEE 33	37.85	0.68; 0.13; 1.11	14; 18; 32

### 2.1. Sistemas de distribución radial

#### 2.1.1. Sistema de distribución radial de 15 nodos

El sistema de distribución radial de 15 nodos utilizado en esta investigación como caso de estudio, tiene una potencia base de 500kVA y un voltaje del sistema de 11kV [35]. El diagrama unifilar de este sistema de prueba de 15 nodos se muestra en la figura 1.

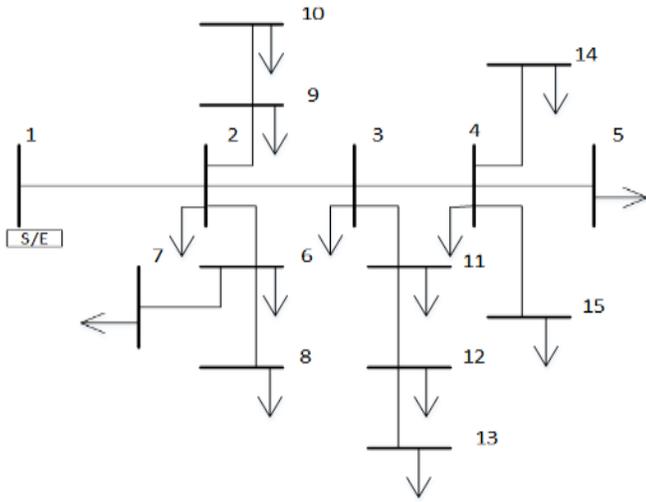


Figura 1. Sistema de distribución radial IEEE 15 nodos.

### 2.1.2. Sistema de distribución radial de 33 nodos

El sistema de distribución radial de 33 nodos utilizado en esta investigación como caso de estudio, tiene una potencia base de 10 MVA y un voltaje del sistema de 12.66kV [31]. El flujo de potencia se calculó mediante Matlab haciendo una corroboración de los resultados mediante simulaciones en el software DlgSILENT Power Factory. Los datos de entrada de este sistema se encuentran en la tabla 2. El diagrama unifilar de este sistema de prueba de 33 nodos se muestra en la figura 2.

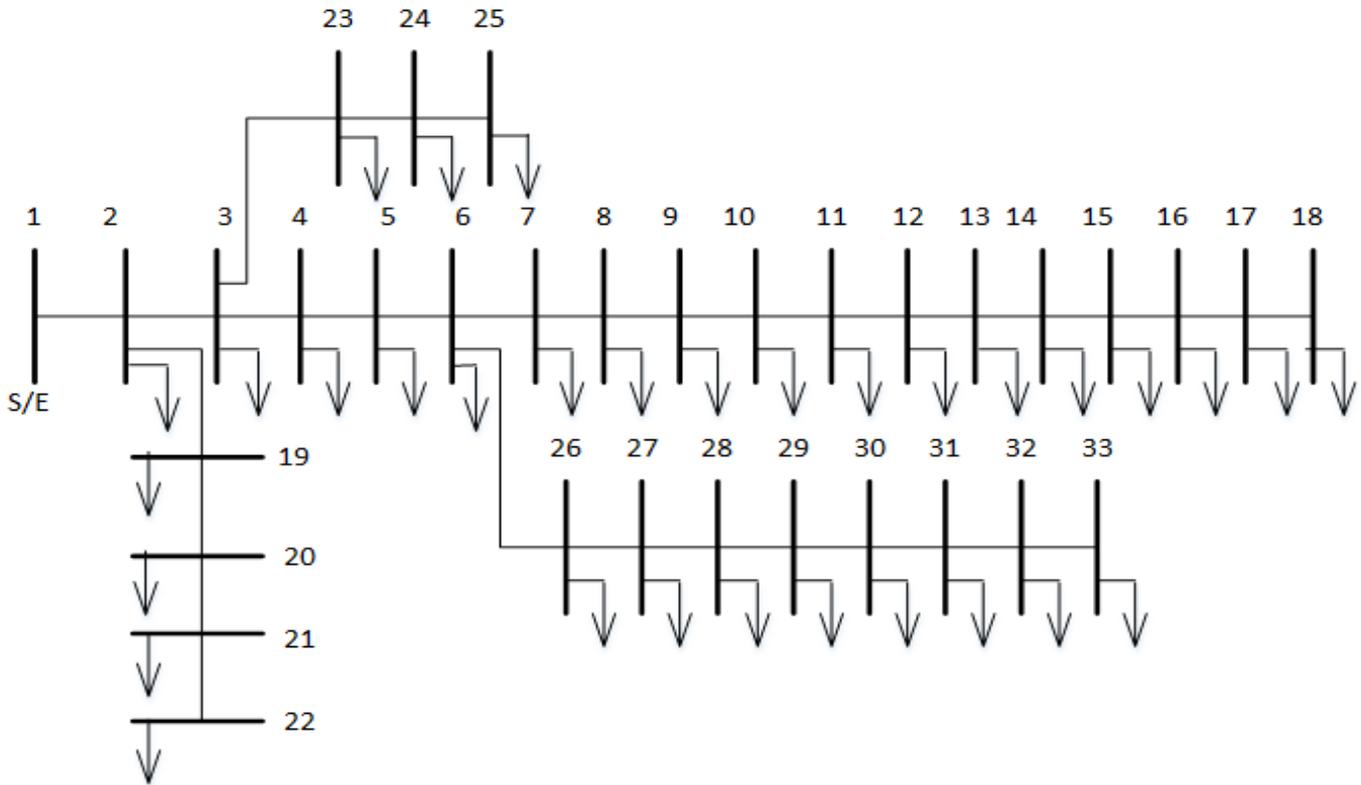


Figura 2. Sistema de distribución radial IEEE 33 nodos.

**Tabla 2.** Datos de resistencia, impedancia y potencias del sistema radial de 33 nodos.

Nº Rama	Barra inicial	Barra final	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )	Nº Nodo	S (kW)	Q (kVAr)
1	1	2	0,0922	0,047	1	0	0
2	2	3	0,493	0,2511	2	100	60
3	3	4	0,366	0,1864	3	90	40
4	4	5	0,3811	0,1941	4	120	80
5	5	6	0,819	0,707	5	60	30
6	6	7	0,1872	0,6188	6	60	20
7	7	8	1,7114	1,2351	7	200	100
8	8	9	1,03	0,74	8	200	100
9	9	10	1,044	0,74	9	60	20
10	10	11	0,1966	0,065	10	60	20
11	11	12	0,3744	0,1238	11	45	30
12	12	13	1,468	1,155	12	60	35
13	13	14	0,5416	0,7129	13	60	35
14	14	15	0,591	0,526	14	120	80
15	15	16	0,7463	0,545	15	60	10
16	16	17	1,289	1,721	16	60	20
17	17	18	0,732	0,574	17	60	20
18	2	19	0,164	0,1565	18	90	40
19	19	20	1,5042	1,3554	19	90	40
20	20	21	0,4095	0,4784	20	90	40
21	21	22	0,7089	0,9373	21	90	40
22	3	23	0,4512	0,3083	22	90	40
23	23	24	0,898	0,7091	23	90	50
24	24	25	0,896	0,7011	24	420	200
25	6	26	0,203	0,1034	25	420	200
26	26	27	0,2842	0,1447	26	60	25
27	27	28	1,059	0,9337	27	60	25
28	28	29	0,8042	0,7006	28	60	20
29	29	30	0,5075	0,2585	29	120	70
30	30	31	0,9744	0,963	30	200	600
31	31	32	0,3105	0,3619	31	150	70
32	32	33	0,341	0,5302	32	210	100
					33	60	40

### 2.1.3. Voltajes en Matlab y DigSILENT Power Factory

Los valores obtenidos de voltajes mediante la implementación realizada en Matlab presentados en la tabla 3 son comparados con los resultados del Power

Factory para verificar la efectividad del método empleado, en este caso Newton Raphson completo, para ambos sistemas de distribución radial, de 15 y 33 nodos.

Tabla 3. Comparación de voltajes obtenidos en MATLAB y power factory del sistema de 15 y 33 nodos.

SISTEMA IEEE 15 NODOS			SISTEMA IEEE 33 NODOS		
N° Nodo	V p.u MATLAB	V p.u DIgSILENT	Nodo	V p.u MATLAB	V p.u DIgSILENT
1	1,000	1,000	1	1,0000	1,0000
2	0,971	0,971	2	0,9970	0,9970
3	0,957	0,957	3	0,9829	0,9829
4	0,951	0,951	4	0,9754	0,9754
5	0,950	0,950	5	0,9679	0,9680
6	0,958	0,958	6	0,9495	0,9495
7	0,956	0,956	7	0,9459	0,9460
8	0,957	0,957	8	0,9323	0,9323
9	0,968	0,968	9	0,9259	0,9260
10	0,967	0,967	10	0,9201	0,9201
11	0,950	0,950	11	0,9192	0,9193
12	0,946	0,946	12	0,9177	0,9178
13	0,945	0,945	13	0,9115	0,9116
14	0,949	0,949	14	0,9092	0,9093
15	0,948	0,948	15	0,9078	0,9079
-	-	-	16	0,9064	0,9065
-	-	-	17	0,9043	0,9044
-	-	-	18	0,9037	0,9038
-	-	-	19	0,9965	0,9965
-	-	-	20	0,9929	0,9929
-	-	-	21	0,9922	0,9922
-	-	-	22	0,9916	0,9916
-	-	-	23	0,9793	0,9793
-	-	-	24	0,9726	0,9726
-	-	-	25	0,9693	0,9693
-	-	-	26	0,9475	0,9476
-	-	-	27	0,9450	0,9450
-	-	-	28	0,9335	0,9336
-	-	-	29	0,9253	0,9254
-	-	-	30	0,9217	0,9218
-	-	-	31	0,9176	0,9176
-	-	-	32	0,9167	0,9167
-	-	-	33	0,9164	0,9164

## 2.2. Formulación del problema

El objetivo principal del método propuesto es minimizar los costos de la generación distribuida

requerida garantizando el cumplimiento de las restricciones y el mejoramiento de los perfiles de voltaje

y la minimización de las pérdidas de potencia. La siguiente ecuación define este análisis.

$$\min FO = \sum_{i=1}^n (a_{inst} * P_{DGi} + b_{O\&M} * P_{DGi}) + c_{perd} * P_{perd} \quad (1)$$

Donde:

Incluimos dos factores de costos relacionados con la GD que son un  $a_{inst}$  costos de instalación, y un  $b_{O\&M}$  costos de operación y mantenimiento [20], además un

$c_{perd}$  representando los costos de pérdidas del sistema [31], que multiplican a la potencias  $P_{perd}$ , potencia total de pérdidas del sistema en (kW) [36].

$$P_{perd} = \sum_{i=1}^n \sum_{j \neq i} I_{ij}^2 * R_{ij} \quad (2)$$

Para poder calcular la función objetivo es importante calcular las pérdidas totales del sistema que viene dada por el cuadrado de las corrientes ( $I_{ij}^2$ ) de línea multiplicada por su resistencia ( $R_{ij}$ ) [37], [38].

$$\sum_{i=1}^n PGD_i + P_{se} = P_c + P_{perd} \quad (3)$$

La ecuación 3 nos muestra el balance de potencias que debe cumplir el sistema donde toda la potencia activa de generación ( $PGD_i + P_{se}$ ) debe ser igual a la sumatoria de las potencias activas en las cargas ( $P_c$ ) más la potencia de pérdidas activas totales ( $P_{perd}$ ) [39], [40].

$$PGD_{min} \leq \sum_i PGD_i \leq PGD_{max} \quad (4)$$

La ecuación (4) establece los límites de búsqueda del algoritmo para las capacidades candidatas a instalar de GD, donde se consideran desde el 30% de la carga total del sistema hasta la potencia máxima definida como la sumatoria de la potencia activa en las cargas más las pérdidas de activa en el sistema [37].

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad (5)$$

Los límites de voltajes para cada nodo se definen en (5) y son restringidos al  $\pm 10\%$  del valor nominal del voltaje, es decir, un valor mínimo de 0.9 p.u. y un valor máximo de 1.1 en p.u [41].

$$DPV = \sum_{i=1}^n \frac{|V_{nom} - V_i|}{n} \quad (6)$$

Como indicador de los resultados del perfil de voltaje se define en (6) la desviación promedio de voltaje, que muestra en forma general el mejoramiento logrado en el sistema [7]. Las ecuaciones (6) y (7) definen el mejoramiento del perfil de voltaje dentro del problema de optimización.

$$MDV = \max |V_{nom} - V_i|; i = 1 \dots n \quad (7)$$

En (7) se calcula la máxima desviación de voltaje como indicador que muestra la peor condición de voltaje en el sistema.

### 2.2.1. Flujo de potencia por Newton Raphson

Para la solución del flujo de potencias en el sistema a partir del método de Newton Raphson completo [42], [43], se definen datos iniciales de los sistemas analizados, con los cuales son calculadas las pérdidas de potencia en cada nodo, tanto de activa como reactiva, se calcula además el factor de potencia y las desviaciones de voltaje.

---

#### Algoritmo 1: Flujo de Potencia por Newton-Raphson.

---

**Paso 1:** Entrada de datos de resistencia e impedancia de líneas, generación y carga, tipos de barra.

**Paso 2:** Evaluar la matriz Ybarra

**Paso 3:** Calcular  $\Delta P$  y  $\Delta Q$  y obtener la Pcal y Qcal.

$$\Delta P = p^{neta} - p^{calc}$$

$$\Delta Q = p^{neta} - p^{calc}$$

$$P_i^{calc} = G_{ii} * V_i^2 + \sum_i^n V_i * V_j [G_{ij} * \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} * \sen(\theta_{ij})]$$

$$Q_i^{calc} = -B_{ii} * V_i^2 + \sum_i^n V_i * V_j [G_{ij} * \sen(\theta_{ij}) - B_{ij} * \cos(\theta_{ij})]$$

**Paso 4:** Establecer la Matriz Jacobiana.

$$J = \begin{bmatrix} J11 & J12 \\ J21 & J22 \end{bmatrix}$$

$$J11 = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \end{bmatrix}$$

$$J12 = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial V_{pq1}} |V_{pq1}| & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_{pqn}} |V_{pqn}| \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial V_{pq1}} |V_{pq1}| & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_{pqn}} |V_{pqn}| \end{bmatrix}$$

$$J21 = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_{pq1}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_{pq1}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_{pq1}}{\partial \delta_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{pqn}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_{pqn}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_{pqn}}{\partial \delta_n} \end{bmatrix}$$

$$J22 = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_{pq1}}{\partial V_{pq1}} |V_{pq1}| & \dots & \frac{\partial Q_{pq1}}{\partial V_{pqn}} |V_{pqn}| \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{pqn}}{\partial V_{pq1}} |V_{pq1}| & \dots & \frac{\partial Q_{pqn}}{\partial V_{pqn}} |V_{pqn}| \end{bmatrix}$$

**Paso 7:** Calcular los elementos fuera de la diagonal

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = V_i(G_{ij} \text{sen} \theta_{ij} - B_{ij} \text{cos} \theta_{ij}) V_j$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = -V_i(G_{ij} \text{sen} \theta_{ij} + B_{ij} \text{cos} \theta_{ij}) V_j$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} |V_j| = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} |V_j| = -\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j}$$

**Paso 8:** Calcular los elementos de la diagonal

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = -Q_i - B_{ii} * V_i^2$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = P_i - G_{ii} * V_i^2$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} |V_j| = Q_i - B_{ii} * V_i^2$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} |V_j| = P_i + G_{ii} * V_i^2$$

**Paso 9:** Obtener el vector de correcciones

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \delta} & V * \frac{\partial \Delta P}{\partial V} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} & V * \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \end{bmatrix}^{(k)} * \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(k+1)} = - \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^{(k)}$$

**Paso 10:** Cálculo de los nuevos  $\delta$  y  $V$

$$\begin{bmatrix} \delta \\ V \end{bmatrix}^{(k+1)} = \begin{bmatrix} \delta \\ V \end{bmatrix}^{(k)} + \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(k)}$$

**Paso 11:** Comparar los errores si cumple mostrar los resultados sino repite el paso 5.

$$|\Delta P_i^k| \leq \varepsilon = 0,001 \text{ y } |\Delta Q_i^k| \leq \varepsilon = 0.001.$$

**Paso 12: Fin**

### 2.2.2. Optimización por enjambre de partículas

La optimización por enjambre de partículas es un método de comportamiento social que es implementado para seleccionar el nodo de ubicación y la capacidad de la GD. Para esto se genera una población aleatoria con una posición y velocidad inicial también aleatorias, buscando llegar al óptimo deseado cumpliendo con las restricciones presentadas que limitan el espacio de búsqueda de las partículas [24], [39].

El grupo de partículas iniciales se evalúan en la función objetivo y así se puede obtener la mejor partícula de ese grupo que sería la líder, este proceso es repetido en cada iteración. Para la exploración y cambio de posición de las partículas se define la ecuación (8) conocida como la función de vuelo [6].

$$v_i^{k+1} = \omega * v_i^k + c_1 r_1 * (pbest_i - x_i^k) + c_2 r_2 * (gbest_i - x_i^k) \quad (8)$$

La actualización de la posición de cada partícula se simula mediante la ecuación (9) [44].

$$x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^{k+1} \quad (9)$$

La inercia de las partículas al explorar el espacio de búsqueda se da por la ecuación (10), resultando que al inicio el espacio de búsqueda sea amplio, pero al ir incrementando las iteraciones el espacio se vaya limitando, acercándose al óptimo, hasta llegar a la máxima iteración (condición de parada) [22].

$$\omega = \omega_{max} - \frac{\omega_{max} - \omega_{min}}{iter_{max}} * iter \quad (10)$$

---

**Algoritmo 2:** Optimización por Enjambre de Partículas

---

- Paso 1:** Entrada de datos de líneas, generación y carga del sistema.
- Paso 2:** Calcular de flujo inicial aplicando Newton-Raphson.
- Paso 3:** Obtener las pérdidas totales de potencia mediante la ecuación (2).
- Paso 4:** Inicializar los datos del PSO (tamaño de la población y número máximo de iteraciones).
- Paso 5:** Crear la población con su posición y velocidad aleatoria para el tamaño y ubicación de las GD.

$$\text{Posición } x_i = (x_{i1}, x_{i2}, x_{in})$$

$$\text{Velocidad } v_i = (v_{i1}, v_{i2}, v_{in})$$

- Paso 6:** Evaluar cada partícula en la función objetivo de la ecuación (1).
- Paso 7:** Inicializar cada partícula como la mejor partícula individual (Pbest).
- Paso 8:** Asignar la mejor partícula grupal (Gbest) a la mejor del grupo de Pbest.
- Paso 9:** Limitar dentro de los valores máximos y mínimos de potencia de inyección de GD por medio de (4).
- Paso 10:** Actualizar la velocidad de cada partícula y su posición con (8) y (9).

**Paso 11:** Evaluar la partícula actualizada en la función objetivo ecuación (1) y correr el flujo de potencia por NR.

**Paso 12:** Limitar dentro de los valores de voltajes (5) y minimización de pérdidas.

**Paso 13:** Actualizar la Pbest y Gbest.

Si  $iter < iter_{max}$  regresa al paso 4, visualizar la solución óptima.

**Paso 15: Fin**

---

### 3. Resultados y discusión

La ubicación óptima de generación distribuida implementada por PSO mediante un flujo de potencia resuelto por Newton Raphson necesitó una selección de los nodos y la capacidad a ubicar de GD, ambas variables de salida necesitan una población determinada y un número máximo de iteraciones para llegar a la solución óptima, en la figura 3 se muestra el comportamiento de este grupo de partículas que varían al ir pasando las iteraciones propuestas, recorriendo el espacio de búsqueda hasta llegar a la mejor solución. En cada sistema y cada escenario de análisis de diferente número de GD a implementar se debió escoger el adecuado valor de estas variables para no incurrir en una búsqueda muy extensa ni tampoco tener un óptimo desde un inicio de la simulación, estos valores se muestran en las tablas 4 y 5 tanto para el sistema de 15 nodos como de 33 nodos.

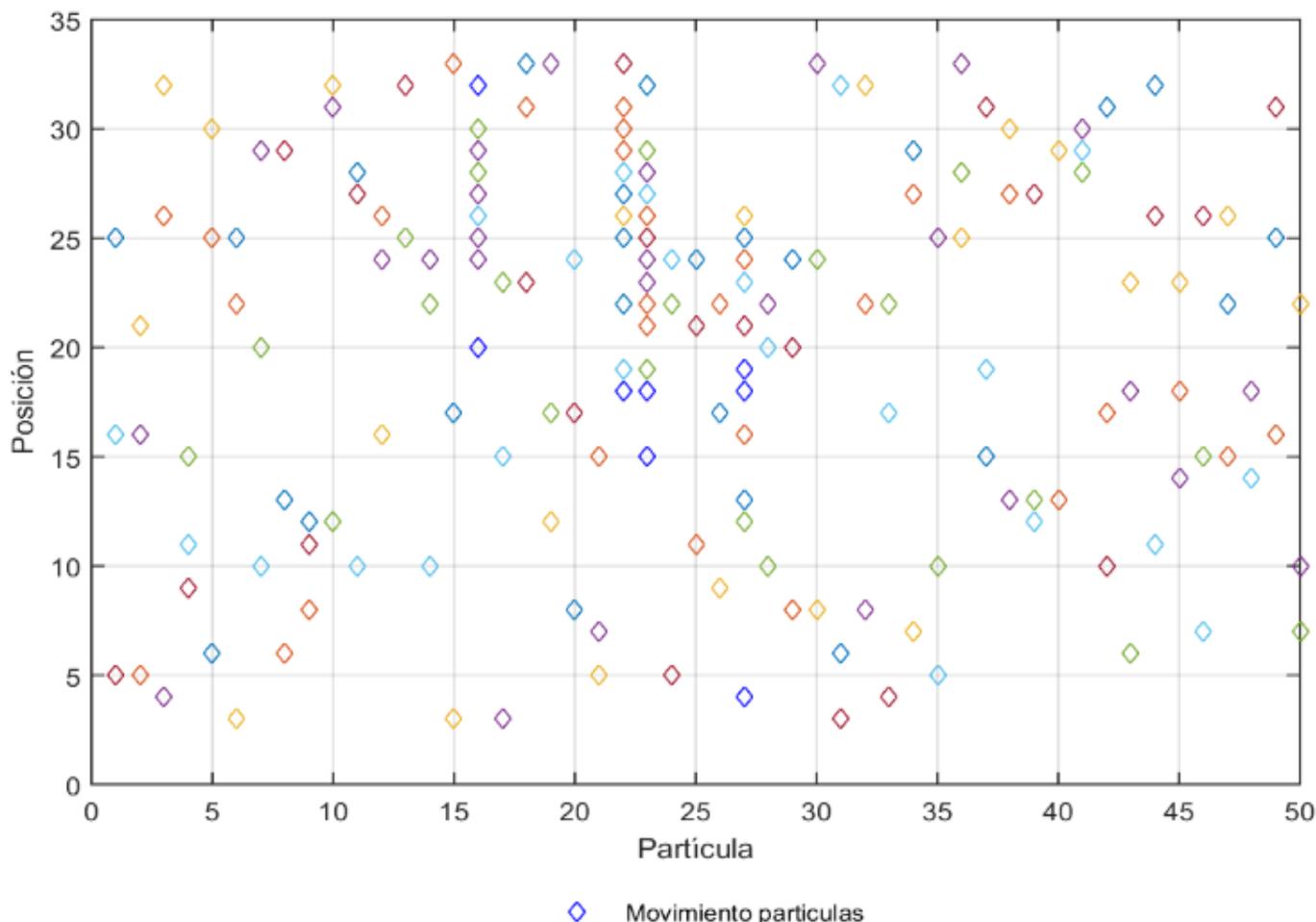


Figura 3. Movimiento de partículas en cada iteración del PSO.

### Sistema de 15 nodos

Los resultados obtenidos en el sistema de 15 barras se muestran en la tabla 4, donde la ubicación es de 2 GD para evitar sobrecostos por implementar un número mayor de GD en un sistema relativamente pequeño. Las pérdidas fueron disminuidas en un 36.249 %, se logró un

valor de voltaje mínimo de 0.95 comprendido dentro de los límites propuestos. Estos resultados contribuyen a elevar los niveles de voltaje y minimizar las pérdidas de potencia activas y reactivas con respecto al caso base, evitando además la sobredimensión de generación que afectaría las condiciones de calidad y confiabilidad del sistema.

Tabla 4. Resultados de la optimización en el sistema de distribución radial de 15 nodos.

Resultados del algoritmo (15 nodos)		
Caso	Caso base	2 GD
<b>Nodos con GD</b>	-	4; 8
<b>Capacidad GD (kW)</b>	-	265; 350
<b>Costos (USD)</b>	-	1172615,864
<b>Pérdidas (kW)</b>	61,8027	39,3998

<b>Reducción de Pérdidas (%)</b>	-	36,249
<b>Tiempo de ejecución (s)</b>	-	5,15811
<b>N° Población</b>	-	50
<b>Máxima Iteración</b>	-	30
<b>in Voltaje p.u</b>	0,94454	0,9557
<b>Max Desviación p.u</b>	0,0555	0,0443
<b>Desviación promedio de V p.u</b>	0,0419	0,0309
<b>Mínimo FP</b>	0,7	0,4511

El perfil de voltajes mejorado es mostrado en la figura 4, donde se puede apreciar un mejoramiento en todos los nodos del sistema, obteniéndose una notable reducción de las desviaciones máxima y promedio del voltaje, resultados que son mostrados en la tabla 4.

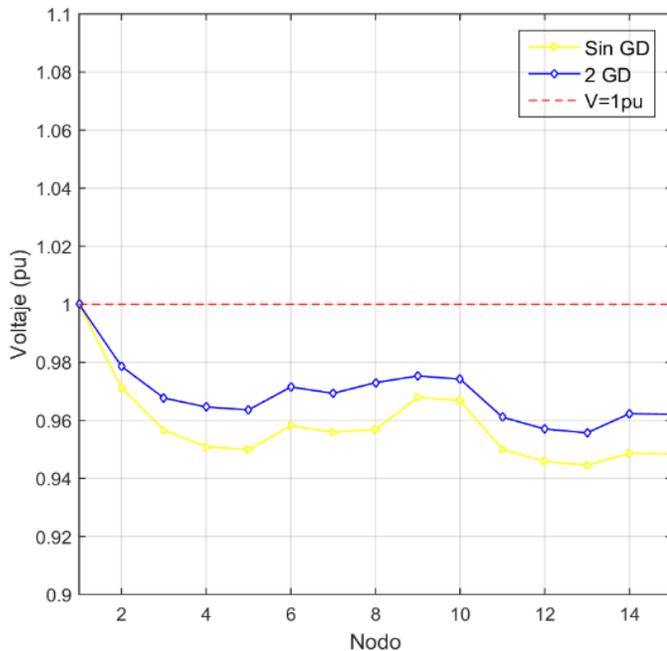


Figura 4. Perfil de voltajes en comparación caso base y con GD.

### Sistema de 33 nodos

Los resultados obtenidos son satisfactorios en el sistema de 33 nodos. En la tabla 5 se muestran los resultados obtenidos en reducción de pérdidas y se comparan con los resultados de 1, 2 y 3 generaciones instaladas, donde se puede evidenciar que con el aumento de puntos de generación en el sistema se logra disminuir en mayor medida las pérdidas totales del sistema, cumpliendo con el objetivo principal de lograrlo al menor costo posible. En la figura 5 se muestran las tres ubicaciones óptimas obtenidas.

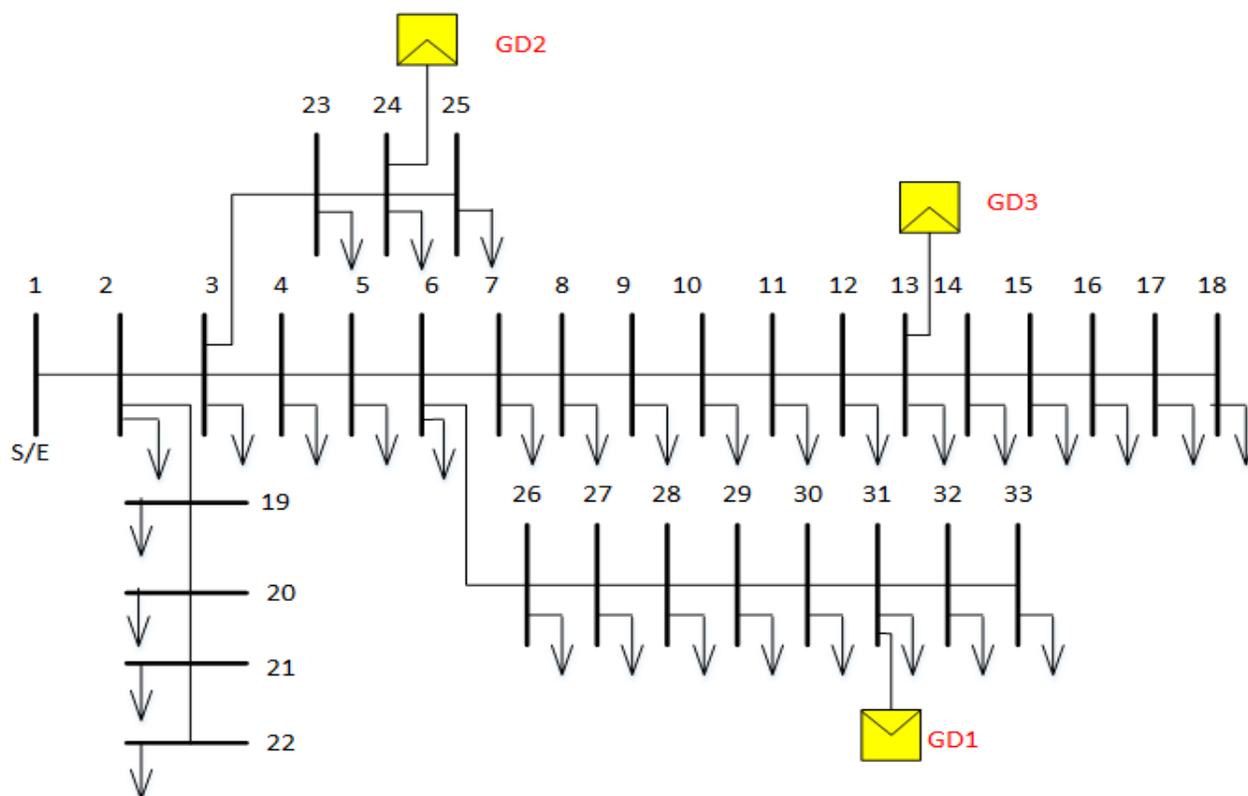


Figura 5. Ubicación de tres generaciones distribuidas en el sistema de distribución radial IEEE 33 nodos.

Tabla 5. Resultados de la optimización en el sistema de distribución radial de 33 nodos.

Resultados del algoritmo (33 nodos)				
Caso	Caso base	1 GD	2 GD	3 GD
Nodos con GD	-	10	30;12	31; 24; 13
Capacidad GD (kW)	-	1215	1025; 930	805;955;800
Costos (USD)	-	179597,50	229180,19	279269,21
Pérdidas (kW)	211,1965	125,2122	87,6950	75,1953
Reducción de Pérdidas (%)	-	40,7129	58,4771	64,3956
Tiempo de ejecución (s)	-	8,80703	17,0274	43,5564
Nº Población	-	30	40	50
Máxima Iteración	-	20	30	60
Mín Voltaje p.u	0,9037	0,9350	0,9620	0,9647
Max Desviación p.u	0,0963	0,0650	0,0380	0,0353
Desviación promedio de V p.u	0,0547	0,0317	0,0222	0,0220
FP sistema	0,85	0,74	0,62	0,46

### Costos

El valor obtenido de costos se define como óptimo y que cumple con las restricciones de voltaje, pérdidas e inyección de potencia activa. En la figura 6 se puede observar la evolución del algoritmo en el tiempo y como varía en cada iteración la función objetivo hasta llegar al valor mínimo encontrado.

Analizando los costos, en el caso de 3 GD se puede ver que al llegar a la máxima iteración la función objetivo toma un valor de USD 279,269.21, los otros valores de costos en caso de 1 y 2 GD se muestran en la tabla 5.

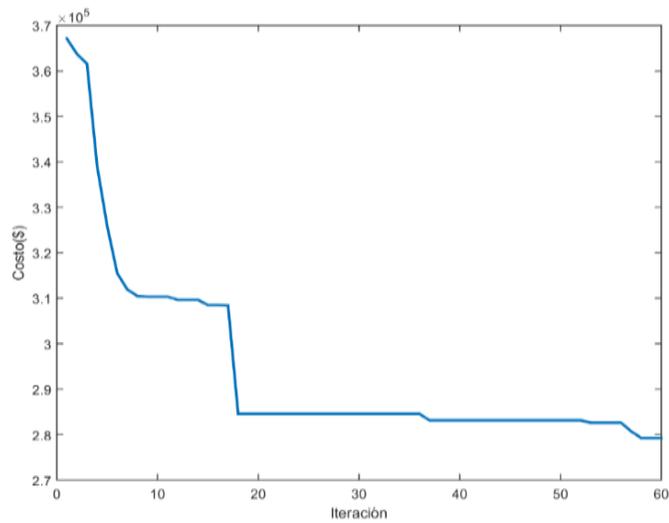


Figura 6. Variación de costos en función de las iteraciones del PSO.

### Voltajes en los nodos

El perfil de voltaje es mejorado en el sistema de 33 nodos y este resultado se muestra en la figura 8 con

escenarios distintos de cantidades de puntos de generación a instalar. En esta figura 7 se puede apreciar una elevación del voltaje en todos los nodos del sistema, tanto para caso de única conexión de GD como para múltiple ubicación de GD. Todos los valores comparados de voltajes se muestran en la tabla 6. Como resultado más importante se resalta el escenario de 3 GD donde se logró un valor de voltaje mínimo de 0.9647 que es significativamente alto comparado al valor inicial de 0.9037 del caso base.

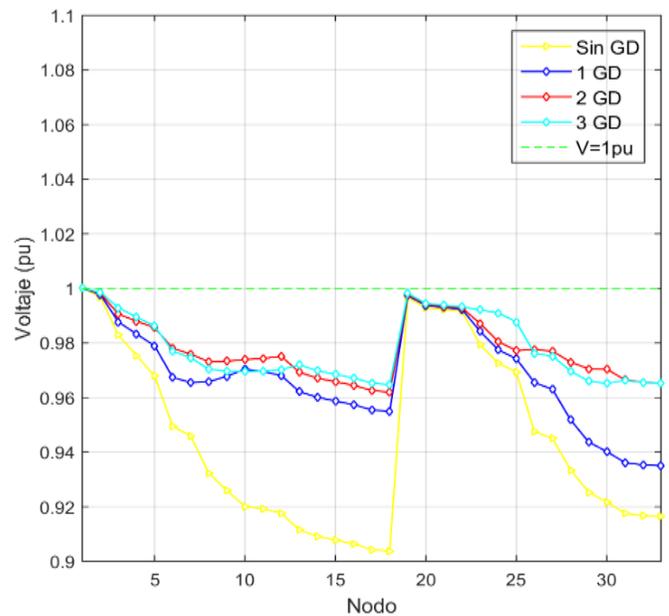


Figura 7. Perfiles de voltajes en comparación del caso base y con GD

Tabla 6. Comparación de voltajes obtenidos en Matlab y power factory del sistema de 15 y 33 nodos.

Voltajes p.u				
Nodo	Sin GD	1 GD	2 GD	3 GD
1	1	1	1	1
2	0,9970	0,9978	0,9982	0,9986
3	0,9829	0,9877	0,9906	0,9929
4	0,9754	0,9833	0,9880	0,9895
5	0,9679	0,9790	0,9856	0,9862
6	0,9495	0,9674	0,9781	0,9770
7	0,9459	0,9655	0,9759	0,9746
8	0,9323	0,9658	0,9731	0,9704
9	0,9259	0,9678	0,9733	0,9697
10	0,9201	0,9704	0,9739	0,9695
11	0,9192	0,9695	0,9743	0,9697
12	0,9177	0,9681	0,9751	0,9702
13	0,9115	0,9622	0,9693	0,9720
14	0,9092	0,9601	0,9671	0,9698
15	0,9078	0,9587	0,9658	0,9685
16	0,9064	0,9574	0,9645	0,9672
17	0,9043	0,9555	0,9626	0,9653
18	0,9037	0,9549	0,9620	0,9647
19	0,9965	0,9973	0,9977	0,9981
20	0,9929	0,9937	0,9941	0,9945
21	0,9922	0,9930	0,9934	0,9938
22	0,9916	0,9923	0,9928	0,9932
23	0,9793	0,9842	0,9871	0,9921
24	0,9726	0,9775	0,9805	0,9910
25	0,9693	0,9742	0,9772	0,9877
26	0,9475	0,9655	0,9776	0,9762
27	0,9450	0,9630	0,9770	0,9752
28	0,9335	0,9518	0,9730	0,9697
29	0,9253	0,9437	0,9705	0,9660
30	0,9217	0,9402	0,9704	0,9652
31	0,9176	0,9362	0,9665	0,9663
32	0,9167	0,9353	0,9656	0,9655
33	0,9164	0,9350	0,9653	0,9652

### Desviaciones de voltajes

Las desviaciones de voltajes mostradas en la figura 8, son indicadores del mejoramiento del perfil de voltaje obtenido. Se puede evidenciar el mejor resultado con la

ubicación de 3 GD, resultando una desviación promedio de 0.0220 y un valor de máxima desviación reducido a 0.0353. Estos valores para los otros casos pueden ser encontrados en la tabla 5.

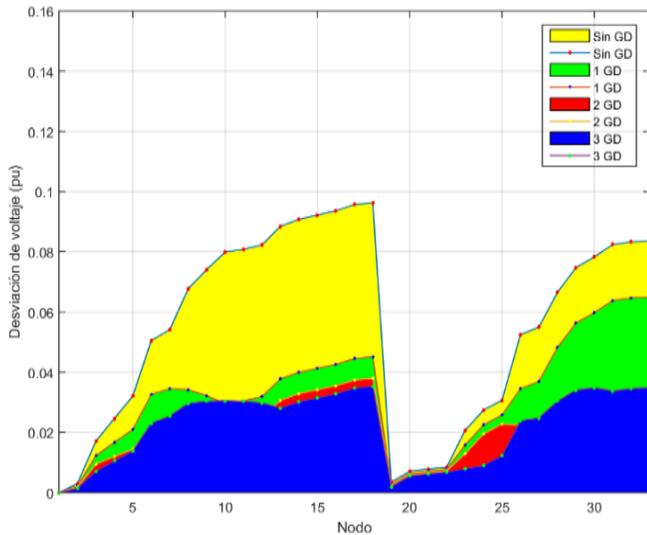


Figura 8. Desviaciones de voltajes en cada nodo, comparación del caso base y casos con GD.

### Pérdidas de potencia activa

Las pérdidas de potencia mostradas en la figura 9, demuestran que al incluir GD de inyección de potencia activa los flujos en las líneas en comparación al caso de una generación centralizada se liberan y por consecuencia en cada línea existe una disminución de los flujos de corrientes, deparando en que las pérdidas totales del sistema disminuyen, en el caso de 3 GD a un valor de 75.1953kW, que representa una reducción de 64.3956% de las pérdidas de potencia activa. El resto de los resultados para los otros casos se encuentran en la tabla 5.

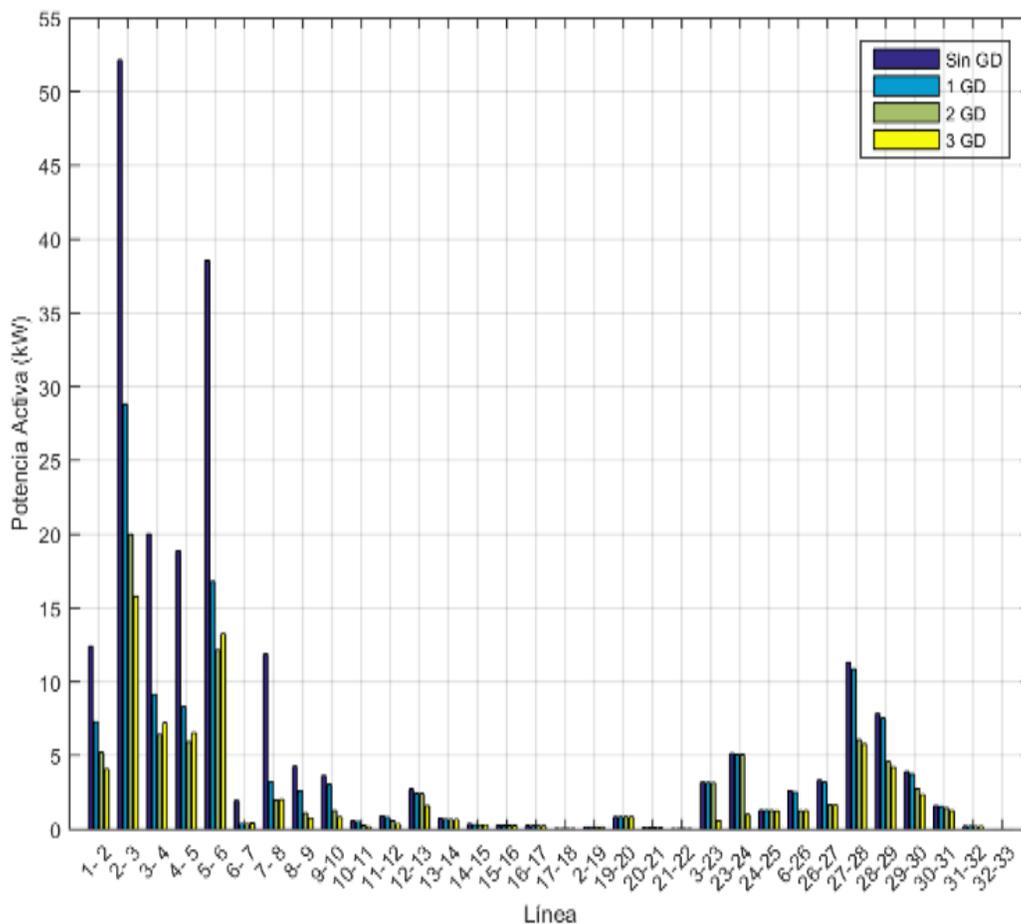


Figura 9. Pérdidas de potencia activa en cada línea, comparación caso base y con GD.

### Pérdidas de potencia reactiva

La figura 10 muestra los valores de pérdidas de potencias reactivas en cada línea, lo que evidencia que solo con la selección de conexión de una sola GD con inyección única de potencia activa se logran reducir los

flujos de corrientes y las distancias de circulación lo cual además de la reducción de pérdidas de potencia activa brinda una disminución de las pérdidas de potencia reactiva.

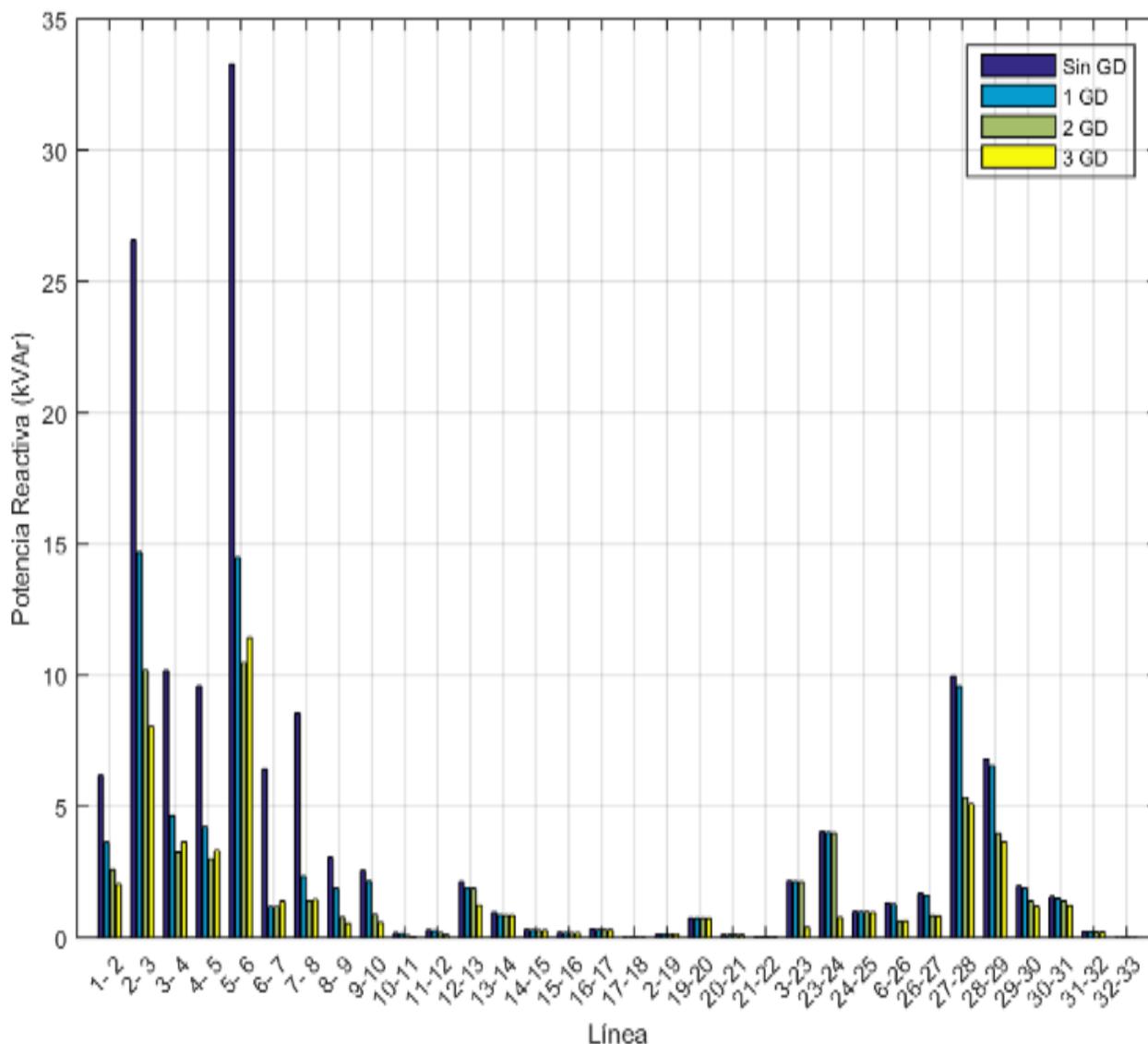


Figura 10. Pérdidas de potencia reactiva en cada línea, comparación caso base y con GD.

### Factor de potencia

El factor de potencia en cada nodo se muestra en la figura 11, donde se puede apreciar una clara disminución en el nodo de conexión a la red, debido a tener solo implementación de generación activa, que hace que

aumente el ángulo del triángulo de potencias por tener una potencia reactiva casi constante para lo cual el factor de potencia disminuye. Los resultados se muestran en la tabla 5.

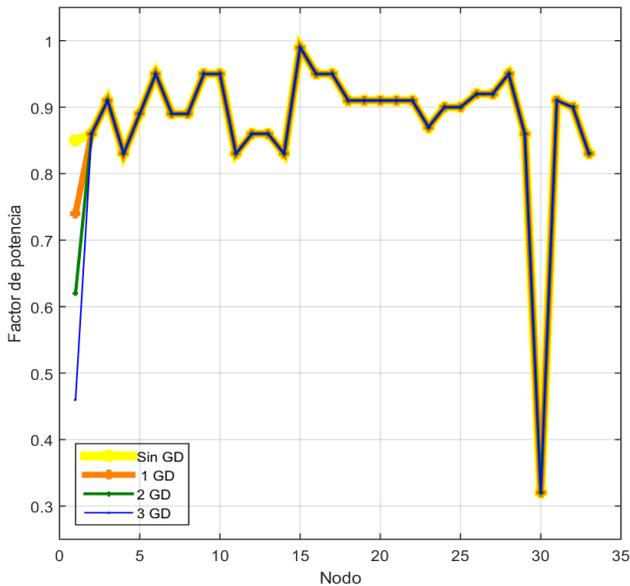


Figura 11. Factor de potencia en cada nodo, comparación caso base y con GD.

## 4. Conclusiones

En este trabajo se implementó la ubicación óptima, selección y dimensionamiento de generación distribuida fotovoltaica en sistemas de distribución radiales con restricción de única y múltiple conexión de generación. Con la metodología propuesta se logró minimizar las pérdidas del sistema y mejorar el perfil de voltajes, cumpliendo con el criterio de mínimo costo como el principal objetivo propuesto. El flujo de potencia calculado en Matlab fue corroborado con simulaciones en DIGSILENT Power Factory aplicando el método de Newton Raphson completo, obteniendo los resultados de las potencias activas y reactivas, voltajes en los nodos y pérdidas totales del sistema.

El modelo para la optimización de los flujos de potencias en redes de distribución basado en la ubicación óptima y dimensionamiento de la GD permitió obtener novedosos e importantes resultados de mejoras en las variables de análisis.

Se definieron escenarios de estudios mediante restricciones de la cantidad de generaciones a conectar y se lograron resultados muy importantes en el mejoramiento de los perfiles de voltaje y la reducción de las pérdidas. La metodología propuesta es genérica y puede ser aplicada en cualquier sistema eléctrico de potencia.

## AGRADECIMIENTOS

Se agradece a el colectivo de docentes y estudiantes de la carrera de Ingeniería Eléctrica / Electricidad en la Universidad Politécnica Salesiana de la sede Quito. Agradecemos también al Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes (GIREI) dentro del cual se ha desarrollado esta investigación.

## CONFLICTO DE INTERESES

Los autores y el trabajo presentado no presentan conflictos de intereses con ningún patrocinador o agencia con interés en los resultados del proyecto.

Los autores declaran no tener algún conflicto de interés.

## CONTRIBUCIÓN Y APROBACIÓN DE LOS AUTORES

D. González y A. Águila contribuyeron en la investigación, experimentación, así como en la conceptualización, preparación y corrección del artículo con un aporte en el 100 % del trabajo. G. Gutiérrez y L. Ortiz contribuyeron con la preparación y corrección del artículo con un aporte en el 50 % del trabajo.

Todos los autores afirmamos que se leyó y aprobó la versión final de este artículo.

## REFERENCIAS

- [1] S. K. Saha, S. Banerjee, D. Maity, and C. K. Chanda, "Optimal Sizing and Location Determination of Distributed Generation in Distribution Networks," pp. 1–5, 2015.
- [2] M. Gandomkar, M. Vakilian, and M. Ehsan, "Optimal distributed generation allocation in distribution network using Hereford Ranch algorithm," *2005 Int. Conf. Electr. Mach. Syst.*, vol. 2, p. 916–918 Vol. 2, 2005.
- [3] S. Jain, S. Kalambe, G. Agnihotri, and A. Mishra, "Distributed generation deployment: State-of-the-art of distribution system planning in sustainable era," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 77, no. April, pp. 363–385, 2017.
- [4] A. Bayat, A. Bagheri, and R. Noroozian, "Optimal siting and sizing of distributed generation accompanied by reconfiguration of distribution networks for maximum loss reduction by using a new UVDA-based heuristic method," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 77, pp. 360–371, 2016.
- [5] O. D. Montoya, S. Member, A. Grajales, A. Garces, S. Member, and C. A. Castro, "Distribution Systems Operation Considering Energy Storage Devices and Distributed Generation," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 15, no. 5, pp. 890–

- 900, 2017.
- [6] D. B. Prakash and C. Lakshminarayana, "Multiple DG Placements in Distribution System for Power Loss Reduction Using PSO Algorithm," *Procedia Technol.*, vol. 25, no. Raerest, pp. 785–792, 2016.
- [7] A. Águila Téllez, G. López, I. Isaac, and J. W. González, "Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources. Review," *Heliyon*, vol. 4, no. 8, p. e00746, Aug. 2018.
- [8] M. Jamil and A. S. Anees, "Optimal sizing and location of SPV (solar photovoltaic) based MLDG (multiple location distributed generator) in distribution system for loss reduction, voltage profile improvement with economical benefits," *Energy*, vol. 103, pp. 231–239, 2016.
- [9] L. Ortiz-Matos, A. Aguila-Tellez, R. C. Hincapié-Reyes, and J. W. González-Sanchez, "Multi-Criteria Optimization of the Deployment of a Grid for Rural Electrification Based on a Heuristic Method," *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 73, no. 1, p. 012020, Jul. 2017.
- [10] P. D. Prasad, V. C. V. Reddy, and T. G. Manohar, "Optimal renewable resources placement in distribution networks by combined power loss index and whale optimization algorithms," *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, 2017.
- [11] U. Sultana, A. B. Khairuddin, A. S. Mokhtar, N. Zareen, and B. Sultana, "Grey wolf optimizer based placement and sizing of multiple distributed generation in the distribution system," *Energy*, vol. 111, pp. 525–536, 2016.
- [12] M. Bazrafshan and N. Gatsis, "Placing and sizing distributed photovoltaic generators for optimal reactive power compensation," *2015 IEEE Glob. Conf. Signal Inf. Process. Glob. 2015*, pp. 1136–1140, 2016.
- [13] J. H. Angelim and C. M. Affonso, "Impact of distributed generation technology and location on power system voltage stability," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 4, pp. 1758–1764, 2016.
- [14] I. A. Mohamed and M. Kowsalya, "Optimal size and siting of multiple distributed generators in distribution system using bacterial foraging optimization," *Swarm Evol. Comput.*, vol. 15, pp. 58–65, 2014.
- [15] H. Doagou-mojarrad, G. B. Gharehpetian, H. Rastegar, and J. Olamaei, "Optimal placement and sizing of DG (distributed generation) units in distribution networks by novel hybrid evolutionary algorithm," *Energy*, vol. 54, pp. 129–138, 2013.
- [16] C. G. Tarôco, R. H. C. Takahashi, and E. G. Carrano, "Multiobjective planning of power distribution networks with facility location for distributed generation," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 141, pp. 562–571, 2016.
- [17] P. S. Georgilakis and N. D. Hatziargyriou, "Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3420–3428, Aug. 2013.
- [18] P. V. Babu and S. P. Singh, "Optimal Placement of DG in Distribution network for Power loss minimization using NLP & PLS Technique," *Energy Procedia*, vol. 90, no. December 2015, pp. 441–454, 2016.
- [19] S. Kaur, G. Kumbhar, and J. Sharma, "A MINLP technique for optimal placement of multiple DG units in distribution systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 609–617, 2014.
- [20] A. Uniyal and A. Kumar, "Comparison of optimal DG placement using CSA, GSA, PSO and GA for minimum real power loss in radial distribution system Ankit," *2016 IEEE 6th Int. Conf. Power Syst. ICPS 2016*, pp. 1–6, 2016.
- [21] D. B. Prakash and C. Lakshminarayana, "Multiple DG Placements in Distribution System for Power Loss Reduction Using PSO Algorithm," *Procedia Technol.*, vol. 25, no. Raerest, pp. 785–792, 2016.
- [22] S. Motiian, M. Aghababaie, and H. Soltanian-Zadeh, "Particle Swarm Optimization (PSO) of Power Allocation in Cognitive Radio Systems with Interference Constraints," *4th IEEE Int. Conf. Broadband Netw. Multimed. Technol.*, pp. 558–562, 2011.
- [23] H. a. M. Prasanna, M. V. L. Kumar, a. G. Veerasha, T. Ananthapadmanabha, and a. D. Kulkarni, "Multi objective optimal allocation of a distributed generation unit in distribution network using PSO," *2014 Int. Conf. Adv. Energy Convers. Technol.*, pp. 61–66, 2014.
- [24] S. Kumar, K. K. Mandal, and N. Chakraborty, "Comparative Performance Study of Various PSO Techniques for Multiple Allocations of DG Units in Radial Distribution System," *2015 IEEE Power, Commun. Inf. Technol. Conf. PCITC 2015 - Proc.*, pp. 878–883, 2016.
- [25] M. Farasat, S. Mehraeen, A. Arabali, and A. Trzynadlowski, "GA-based optimal power flow for microgrids with DC distribution network," in *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2015, pp. 3372–3379.
- [26] K. Mistry, "MSFL Based Determination of Optimal Size and Location of Distributed Generation in Radial Distribution System," pp. 530–535, 2016.
- [27] M. Dixit, P. Kundu, and H. R. Jariwala, "Optimal placement and sizing of DG in Distribution system using Artificial Bee Colony Algorithm," in *2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*, 2016, pp. 1–6.
- [28] R. Prakash and B. C. Sujatha, "Optimal placement and sizing of DG for power loss minimization and VSI improvement using bat algorithm," *2016 Natl. Power Syst. Conf. NPSC 2016*, 2017.
- [29] E. S. Ali, S. M. Abd Elazim, and A. Y. Abdelaziz, "Ant Lion Optimization Algorithm for optimal location and sizing of renewable distributed generations," *Renew. Energy*, vol. 101, pp. 1311–1324, Feb. 2017.
- [30] D. Rama Prabha and T. Jayabarathi, "Optimal placement and sizing of multiple distributed generating units in distribution networks by invasive weed optimization

- algorithm,” *Ain Shams Eng. J.*, vol. 7, no. 2, pp. 683–694, 2016.
- [31] P. Dinakara Prasad Reddy, V. C. Veera Reddy, and T. Gowri Manohar, “Ant Lion optimization algorithm for optimal sizing of renewable energy resources for loss reduction in distribution systems,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, pp. 1–18, 2017.
- [32] O. Amanifar, “Optimal Distributed Generation Placement and Sizing for Loss and THD Reduction and Voltage Profile Improvement in Distribution Systems Using Particle Swarm Optimization and sensitivity analysis,” *Electr. Power Distrib. Networks (EPDC), 2011 16th Conf.*, pp. 1–7, 2011.
- [33] A. M. Imran, M. Kowsalya, and D. P. Kothari, “A novel integration technique for optimal network reconfiguration and distributed generation placement in power distribution networks,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 461–472, 2014.
- [34] S. Kansal, V. Kumar, and B. Tyagi, “Hybrid approach for optimal placement of multiple DGs of multiple types in distribution networks,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 75, pp. 226–235, 2016.
- [35] O. Amanifar and M. E. H. Golshan, “Optimal DG allocation and sizing for mitigating voltage sag in distribution systems with respect to economic consideration using Particle Swarm Optimization,” *2012 Proc. 17th Conf. Electr. Power Distrib. EPDC 2012*, 2012.
- [36] A. A. Tellez, D. F. C. Galarza, and L. O. Matos, “Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015.
- [37] B. Mahdad and K. Srairi, “Adaptive differential search algorithm for optimal location of distributed generation in the presence of SVC for power loss reduction in distribution system,” *Eng. Sci. Technol. an Int. J.*, vol. 19, no. 3, pp. 1266–1282, 2016.
- [38] A. Aguila and J. Wilson, “Technical and Economic Assessment of the Implementation of Measures for Reducing Energy Losses in Distribution Systems,” *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 73, no. 1, p. 012018, Jul. 2017.
- [39] G. Niazi and M. Lalwani, “PSO Based Optimal Distributed Generation Placement and Sizing in Power Distribution Networks : A Comprehensive Review,” no. 1, pp. 305–311, 2017.
- [40] F. Castillo, A. Aguila, J. González, and S. Member, “Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 11, pp. 4491–4498, 2016.
- [41] K. Muthukumar and S. Jayalalitha, “Optimal placement and sizing of distributed generators and shunt capacitors for power loss minimization in radial distribution networks using hybrid heuristic search optimization technique,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 78, pp. 299–319, 2016.
- [42] O. Badran, H. Mokhlis, S. Mekhilef, W. Dahalan, and J. Jallad, “Minimum switching losses for solving distribution NR problem with distributed generation,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 8, pp. 1790–1801, 2018.
- [43] S. Devi and M. Geethanjali, “Application of Modified Bacterial Foraging Optimization algorithm for optimal placement and sizing of Distributed Generation,” *Expert Syst. Appl.*, vol. 41, no. 6, pp. 2772–2781, 2014.
- [44] J. S. de Souza, Y. P. Molina, C. S. de Araujo, and ..., “Modified Particle Swarm Optimization Algorithm for Sizing Photovoltaic System,” *IEEE Lat. Am.*, vol. 15, no. 2, pp. 283–289, 2017.