

**UBICACIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES DE BIOMASA EN SISTEMAS DE
DISTRIBUCIÓN BASADO EN FLUJO ITERATIVO DE BARRIDO ADELANTE
- ATRÁS**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:
UBICACIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES DE BIOMASA EN SISTEMAS DE
DISTRIBUCIÓN BASADO EN FLUJO ITERATIVO DE BARRIDO ADELANTE
- ATRÁS**

**AUTOR:
JOHAN SEBASTIAN VÁSCONEZ MORENO**

**DIRECTOR:
ALEX DAVID VALENZUELA SANTILLÁN**

Quito, mayo 2021

Johan Sebastian Vásconez Moreno

UBICACIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES DE BIOMASA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN FLUJO ITERATIVO DE BARRIDO ADELANTE – ATRÁS

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2021

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Johan Sebastian Vásconez Moreno (Y'1997 – M'01). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Técnico Salesiano Don Bosco de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se fundamenta en la ubicación de pequeñas centrales de biomasa en sistemas de distribución basado en flujo iterativo de barrido adelante – atrás. jvasconezm@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alex David Valenzuela Santillán (Y'1989 – M'12). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico en diciembre 2013, Además realizó estudios de maestría en Newcastle University en el Reino Unido, donde obtuvo el título en Power Distribution Engineering MSc. Actualmente es profesor ocasional tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana. avalenzuela@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

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

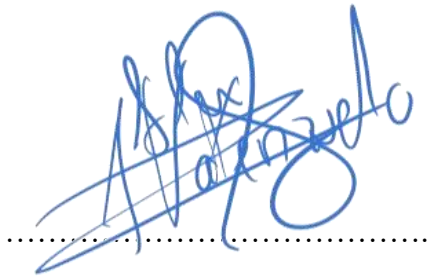
DERECHOS RESERVADOS

©2021 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Alex David Valenzuela Santillán declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *UBICACIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES DE BIOMASA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN FLUJO ITERATIVO DE BARRIDO ADELANTE – ATRÁS* realizado por Johan Sebastian Vásquez Moreno, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito, mayo de 2021



.....
Alex David Valenzuela Santillán

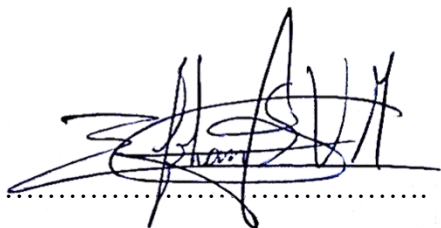
C.C.: 1721848644

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Johan Sebastian Vásconez Moreno, con documento de identificación N°1725158107, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *UBICACIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES DE BIOMASA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN FLUJO ITERATIVO DE BARRIDO ADELANTE – ATRÁS*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

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

Quito, D.M., mayo 2021

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Johan Sebastian Vásconez Moreno', written over a horizontal dotted line.

Johan Sebastian Vásconez Moreno

C.C.: 1725158107

ÍNDICE GENERAL

1	INTRODUCCIÓN.....	2
2	MARCO TEÓRICO.....	4
2.1	Generación distribuida.....	4
2.1.1	Ventajas de la generación distribuida en la red de distribución.....	5
2.1.2	Desventajas de la generación distribuida en la red de distribución.....	5
2.2	Energía de Biomasa.....	5
2.2.1	Capacidades de generación de Biomasa.....	6
2.3	Pérdidas en los sistemas de distribución.....	6
2.4	Tolerancia en los perfiles de voltaje en sistemas de distribución.....	7
3	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	7
3.1	Método de Barrido Iterativo adelante – atrás.....	8
3.1.1	Barrido de Corriente.....	9
3.1.2	Barrido de Voltaje.....	9
3.1.3	Criterio de Convergencia.....	10
3.2	Modelamiento matemático.....	10
3.2.1	Función objetivo.....	10
3.2.2	Restricciones.....	10
3.3	Caso de estudio.....	10
4	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	13
4.1	Sistema IEEE de 33 barras.....	13
4.1.1	Condiciones nominales.....	13
4.1.2	Ubicación de GD de biomasa.....	14
4.1.3	Comparación de pérdidas al ingresar unidades de GD de biomasa.....	15
4.2	Sistema de 59 barras.....	15
4.2.1	Condiciones nominales.....	15
4.2.2	Ubicación de GD de biomasa.....	16
4.2.3	Comparación de pérdidas al ingresar unidades de GD de biomasa.....	17
5	CONCLUSIONES.....	17
5.1	Recomendaciones para futuros trabajos.....	18
6	REFERENCIAS.....	18
6.1	Matriz de Estado del Arte.....	22
6.2	Resumen de Indicadores.....	26

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Despliegue de redes de distribución con inclusión de GD biomasa	3
Figura 2. Diagrama de flujo del algoritmo de barrido iterativo	8
Figura 3. Barrido de corrientes.....	9
Figura 4. Barrido de voltajes.....	9
Figura 5. Contraste de voltajes con el software PowerFactory	13
Figura 6. Sistema IEEE de 33 barras	13
Figura 7. Perfiles de voltaje sistema de 33 barras IEEE sin GD de biomasa.....	14
Figura 8. Ubicación de 2 unidades de GD de biomasa en el sistema IEEE de 33 barras	14
Figura 9. Perfiles de voltaje sistema de 33 barras IEEE con 2 unidades de GD de biomasa	14
Figura 10. Ubicación de 3 unidades de GD de biomasa en el sistema IEEE de 33 barras	15
Figura 11. Perfiles de voltaje sistema de 33 barras IEEE con 3 unidades de GD de biomasa	15
Figura 12. Comparación de pérdidas activas para cada escenario	15
Figura 13. Sistema de 59 barras	15
Figura 14. Perfiles de voltaje sistema de 59 barras sin GD de biomasa	16
Figura 15. Ubicación óptima de 3 unidades de GD de biomasa para sistemas de 59 barras.....	16
Figura 16. Perfiles de voltaje sistema de 59 barras con 3 unidades de GD de biomasa ..	16
Figura 17. Ubicación óptima de 4 unidades de GD de biomasa para sistema de 59 barras	17
Figura 18. Perfiles de voltaje sistema de 59 barras con 4 unidades de GD de biomasa ..	17
Figura 19. Comparación de pérdidas activas para cada escenario	17
Figura 20. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte	26
Figura 21. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	26
Figura 22. Indicador de solución - Estado del arte	27

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tecnologías para generación distribuida.....	5
Tabla 2. Capacidades de generación de generación de Biomasa	6
Tabla 3. Distribución de ramales en el sistema IEEE de 33 barras.....	11
Tabla 4. Cargas del sistema IEEE de 33 barras	11
Tabla 5. Datos de las líneas del sistema IEEE de 33 barras.....	11
Tabla 6. Cargas del sistema de 59 barras	12
Tabla 7. Datos de las líneas del sistema de 59 barras	12
Tabla 8. Valores de GD de Biomasa para el sistema de 33 barras escenario 1.	14
Tabla 9. Valores de GD de Biomasa para el sistema de 33 barras escenario 2.	14
Tabla 10. Ubicación óptima de 2 unidades de GD de biomasa para sistema de 33 barras.	14
Tabla 11. Ubicación óptima de 3 unidades de GD de biomasa para sistema de 33 barras.	15
Tabla 12. Valores de GD de Biomasa para el sistema de 59 barras escenario 1.	16
Tabla 13. Valores de GD de Biomasa para el sistema de 59 barras escenario 2.	16
Tabla 14. Ubicación óptima de 3 unidades de GD de biomasa para sistema de 59 barras.	16
Tabla 15. Ubicación óptima de 4 unidades de GD de biomasa para sistema de 59 barras.	17
Tabla 16. Matriz de estado del arte	22

UBICACIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES DE BIOMASA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN FLUJO ITERATIVO DE BARRIDO ADELANTE – ATRÁS

Resumen

El presente artículo plantea un algoritmo que permite determinar la ubicación óptima de generación distribuida (GD), mediante la aplicación de la metodología de barrido iterativo adelante – atrás para flujos de potencia, analizando la incidencia de la generación de biomasa como recurso renovable. Para el modelamiento de este problema, se toma como caso de estudio dos sistemas de distribución. Se implementa el modelo de prueba IEEE de 33 barras y un modelo de 59 barras propuestos por el autor, con dos escenarios por sistema, donde la función objetivo busca minimizar las pérdidas de potencia en el sistema de distribución tomando como restricción los perfiles de voltaje inferiores a los valores recomendados. El análisis de resultados está determinado en base a la inserción de dos y tres unidades de GD de biomasa para el primer sistema, y la inserción de tres y cuatro unidades para el segundo sistema de distribución. En virtud de resultados se obtiene la ubicación óptima de GD de biomasa a ser insertada en el sistema de distribución.

Palabras Clave: Ubicación óptima, Generación distribuida, Barrido iterativo adelante – atrás, Generación de biomasa, Perfiles de voltaje.

Abstract

This article proposes an algorithm that allows determining the optimal location of distributed generation (DG), through the application of the iterative sweep methodology forward - backward for power flows, analyzing the incidence of biomass generation as a renewable resource. For the modeling of this problem, two distribution systems are taken as a case study. The IEEE 33-bus test model and a 59-bus model proposed by the author are implemented, with two scenarios per system. Where the objective function seeks to minimize the power losses in the distribution system, taking as a restriction the voltage profiles lower than the recommended values. The analysis of results is determined based on the insertion of two and three units of biomass DG for the first system, and the insertion of three and four units for the second distribution system. By virtue of the results, the optimal location of biomass DG to be inserted in the distribution system is obtained.

Key Words: Optimal location, Distributed generation, Iterative forward – backward sweep, Biomass generation, Voltage profiles.

1 Introducción

La demanda de electricidad en todos los países del mundo está creciendo rápidamente, y este crecimiento de la demanda debe ser cubierto a tiempo, por lo que es necesario un plan de acción para satisfacer esta demanda [1]. Se busca minimizar las pérdidas con el fin de mejorar la estabilidad del sistema y atender la demanda de energía que se generará en el futuro [2]. Debido a las razones mencionadas anteriormente, la red de distribución del sistema a menudo opera a su máxima capacidad. Un factor relevante que incide en este problema son las pérdidas en la red, estas se presentan debido a la central eléctrica, al encontrarse construida lejos de la carga [3].

El aumento de la productividad y la rentabilidad resultante dependen del crecimiento de las centrales eléctricas, que a su vez requiere mayores costos de inversión, mayor solidez del sistema y más espacio de infraestructura. Como solución, se lleva a cabo la implementación de pequeñas unidades de generación cerca del punto de consumo. Estas pequeñas unidades de generación se denominan generación distribuida (GD) [4]. Las principales tecnologías para este tipo de generación de energía incluyen micro turbinas, biomasa, celdas de combustible, células fotovoltaicas y turbinas eólicas. Estas tecnologías están en estudio y otras en desarrollo constante, tomando relevancia en el mercado eléctrico debido a la eficiencia y funcionalidad del uso de recursos renovables [5].

El utilizar diferentes métodos y algoritmos permiten optimizar la red de distribución, como el árbol de mínima expansión (MST), que es una estrategia adecuada para reconfigurar la topología

radial con menos pérdidas, llegando por medio de heurísticas al mejor resultado, que proporciona la ruta más corta, reduciendo así los recursos utilizados, lo cual por cuestiones de costes no es lo más adecuado [6], [7]. Por lo tanto, con el fin de aliviar los problemas causados por la expansión del sistema, se han realizado varios esfuerzos para reducir los inconvenientes y mejorar el nivel de calidad. Además, se busca proporcionar energía en condiciones ambientales adecuadas, es decir, utilizar energías limpias para minimizar su dependencia de los combustibles fósiles, por lo que se propone la generación distribuida de energía (GD) [8], [9]. En gran parte de países existen decretos o leyes que brindan respaldo para el desarrollo importante de la producción de energía bajo sistemas especiales, incluyendo las centrales fotovoltaicas, eólicas e hidroeléctricas de pequeña escala y por otro lado, la generación de energía térmica de pequeña extensión o envergadura, estos tipos de generación de energía se consideran generación de energía distribuida porque están conectados directamente a la red de distribución, dependiendo del tamaño de generadores distribuidos, conectados a redes de distribución de diferentes niveles de tensión, debido a que es necesario reducir las pérdidas mejorando los perfiles de voltaje [10], [11].

A diferencia de la gran inversión que demandan las centrales eléctricas convencionales, el costo de implementación de las centrales eléctricas de generación distribuida asume menores costos de inversión. El alto costo se debe a la distancia entre la central eléctrica y el punto de suministro eléctrico, lo que requiere la construcción de líneas de transmisión, e implementar infraestructura para medianos y grandes

proyectos de generación de energía. Al analizar la generación distribuida en relación con la generación tradicional aparecerán estos inconvenientes, destacando la conveniencia de implementar esta tecnología de

generación de energía. Al trasladarse al área de transmisión, estos beneficios se suman, porque GD está cerca de la carga, eliminando los peajes de transmisión y ahorrando costos de energía [12][13].

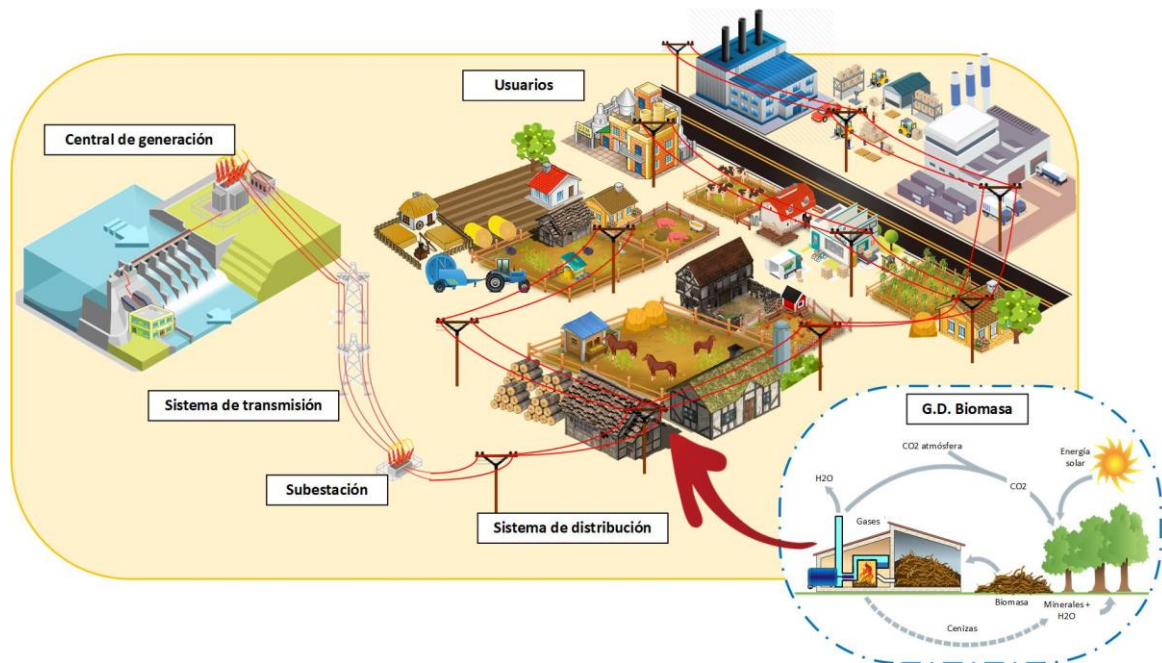


Figura 1. Despliegue de redes de distribución con inclusión de GD biomasa

Generalmente, el sistema de distribución de energía se configura de manera radial, y la reconfiguración del alimentador significa cambiar la topología de la red en un intento de reducir la pérdida de energía y mantener el equilibrio con la carga [14], por lo que se han realizado muchos estudios sobre la ubicación óptima de GD bajo variadas técnicas de optimización sobre los cuales podemos mencionar: Optimización de enjambre para una ubicación óptima de GD [15], [16]. Ubicación y tamaño óptimos de GD que utilizan una metodología híbrida considerando diferentes tecnologías [17]. Combinación de algoritmo evolutivo para una ubicación y operación óptima de GD [18]. Metodología de toma de decisiones basada en lógica difusa en una ubicación

óptima de GD [19]. Determinación óptima de GD en la red de distribución basada en algoritmo genético [20]. Análisis de ubicación de unidades de GD basado en índices de estabilidad de potencia, el perfil de voltaje y pérdidas de línea [16], [21]. Análisis de pérdidas de potencia mediante métodos de sensibilidad para el refuerzo de voltajes de distribución con GD [22]. Asignación óptima de múltiples tipos de generadores distribuidos utilizando un algoritmo de optimización de búsqueda Backtracking [23]. Existen varios métodos considerados, puntos de estudio partiendo principalmente de heurísticas para la óptima ubicación de las unidades DG [24]–[26].

Teniendo en cuenta lo antes mencionado la presente investigación tiene como objetivo determinar la ubicación adecuada de pequeñas centrales de biomasa en sistemas de distribución.

En comparación con las GD basadas en energía eólica y solar, dominan el mercado eléctrico por sus características y la enorme disponibilidad de estos recursos [27]. Se debe considerar que debido a que la energía fotovoltaica es inherentemente inestable, puede provocar la interrupción del funcionamiento normal de la red de distribución, la alta tasa de penetración de la energía fotovoltaica puede provocar problemas de regulación de voltaje, pérdida del sistema, armónicos y fluctuaciones de voltaje [5], [10], [27]. La alternativa presentada se enfoca en las centrales de biomasa, la energía de biomasa o bioenergía es un tipo de energía renovable, que se produce mediante el uso de materia orgánica y sustancias industriales formadas en determinados procesos biológicos o mecánicos [28], [29]. Aunque para el aprovechamiento energético de esta fuente renovable se recurre a la que quema, el resultado es agua y dióxido de carbono, pero se puede considerar que la cantidad de este gas que provoca el efecto invernadero es igual a la cantidad captada durante el crecimiento de las plantas. Es por ello que este gas no representa aporte a la atmósfera [28].

El criterio a tomar para la ubicación de las pequeñas centrales de biomasa se centra en flujos de potencia basado en la metodología iterativa de barrido adelante – atrás. Antiguamente los métodos de flujos de potencia empleados en sistemas de distribución fueron los métodos de Newton Raphson y sus variantes [30]–[32]. Debido a la topología radial del sistema de distribución de energía y al tiempo excesivo de los métodos anteriores, se opta por nuevos métodos

para resolver este problema [30]–[33], los cuales se sustentan en el método de barrido iterativo que son ideales para la topología radial del sistema de distribución [32], [33].

Con sustento en la metodología mencionada anteriormente, se propone la ubicación de GD de biomasa, apoyado en un algoritmo de fuerza bruta, que permite un análisis del sistema y sus posibilidades, minimizando las pérdidas del mismo y tomando los perfiles de voltaje como restricción, de igual forma se determinan las barras candidatas para la implementación de la GD, reduciendo de esta manera un incremento exponencial en el algoritmo y el tiempo de ejecución del mismo.

2 Marco teórico

2.1 Generación distribuida

La calidad de los servicios de energía debe continuar mejorando y el sistema de distribución de energía debe ser cada vez más eficaz [9], [14]. Este enfoque plantea desafíos para los operadores del sistema en la planificación de operaciones y expansión futura, esto se debe al comportamiento dinámico de la demanda y la integración de nuevas tecnologías como los vehículos eléctricos y los dispositivos de generación de energía distribuida [12]. Las pequeñas unidades de generación de energía distribuida se conectan en paralelo con el sistema o la carga. Al conectar el generador cerca del punto de consumo, el sistema eléctrico tendrá algunos beneficios, por ejemplo, el porcentaje de pérdida en la línea se puede reducir debido a la distancia de distribución más corta [3], [13], [14]. Mejora los indicadores de confiabilidad, seguridad operacional y calidad de suministro, además, permite una gestión rápida de la compra venta de energía eléctrica en el punto de consumo.

La integración de los sistemas de GD depende en gran medida de la potencia que la GD proporciona a las cargas o sistemas, según su configuración y tecnología, la tabla 1 describe estas características [9][34].

Tabla 1. Tecnologías para generación distribuida

Tecnología	Potencia típica disponible
Ciclo combinado	35 MW – 400 MW
Motores de combustión interna	5 kW – 10 MW
Turbina de combustión	1 MW – 250 MW
Microturbinas	35 kW – 1 MW
Renovable	
Pequeñas hidroeléctricas	1 MW – 100 MW
Micro hidráulica	25 kW – 1 MW
Aerogenerador	200 W – 3 MW
Arreglos fotovoltaicos	20 W – 100 kW
Solar térmico, receptor central	1 MW – 10 MW
Biomasa	100 kW – 20 MW
Pilas de combustible, oxido solido	250 kW – 5 MW
Geotermia	5 MW – 100 MW
Energía oceánica	100 kW – 1 MW
Motor Stirling	2 kW – 10 kW

2.1.1 *Ventajas de la generación distribuida en la red de distribución*

- Reduce las pérdidas en la red y está más cerca de los usuarios, lo que significa, redes de transmisión más cortas, por lo que la GD significa una menor pérdida en la transmisión de energía, ayuda a mejorar la calidad de la energía y apoyar la estabilidad del voltaje [13], [14].
- Al integrar pequeñas fuentes de energía distribuidas por toda la región, se puede mejorar la confiabilidad y calidad del sistema

eléctrico, y la falla de una de las fuentes no causará problemas graves al sistema eléctrico.

- Las fuentes de energía renovables están muy presentes en la generación de energía distribuida porque son las más adecuadas para estar cerca del punto de consumo [3].
- La potencia de las unidades de micro generadores son reducidas, no superando los 10 kW de la potencia instalada [13].
- La GD genera bajas emisiones contaminantes y la alta eficiencia [9].

2.1.2 *Desventajas de la generación distribuida en la red de distribución*

- Ciertas unidades de GD utilizan dispositivos electrónicos que pueden provocar la inyección de armónicos en la red [1].
- Necesita un sistema de adquisición de datos más elaborado [23].

2.2 **Energía de Biomasa**

La energía de biomasa es un tipo de energía renovable producida mediante el uso de materia orgánica y materiales industriales formados en determinados procesos biológicos. Suele extraerse de los restos de las sustancias (como plantas, animales, etc.) que constituyen los seres vivos o sus restos y residuos [13], [27].

En la actualidad se pueden encontrar diversas tecnologías conocidas y comercialmente viables para convertir biomasa en electricidad, caldera de combustión directa, digestión anaeróbica, incineración de residuos sólidos urbanos, gas de vertedero, cogeneración y algunas tecnologías más nuevas, como la gasificación y pirólisis de la biomasa atmosférica, se encuentran en las primeras

etapas de despliegue comercial. Asimismo, tecnologías como el ciclo combinado de gasificación integrada, biorrefinería y biohidrógeno también se encuentran en etapa de investigación y desarrollo [27], [29].

2.2.1 Capacidades de generación de Biomasa

La capacidad máxima que se puede conectar depende de la capacidad del sistema de distribución, que está relacionada con el nivel de voltaje dentro del sistema de distribución [34]–[37]. El diseño técnico de cada sistema de distribución de energía es único, por lo que no se puede dar una definición general de la capacidad máxima de generación de energía que se puede conectar al sistema de distribución de energía [34], [36], [37].

Teniendo en cuenta dichas observaciones preliminares, se pueden proporcionar datos generales de generación.

Debido a limitaciones técnicas, las unidades de potencia que superen los 100–150 MW no se pueden conectar a un nivel de voltaje de 110 kV [34], [36].

Sin embargo, los problemas técnicos relacionados con la generación de energía distribuida pueden variar mucho según la capacidad del sistema. Por tanto, conviene señalar categorías de generación distribuida de biomasa como se muestra en la tabla 2 [34], [35].

Tabla 2. Capacidades de generación de generación de Biomasa

Tamaño de GD de Biomasa	Capacidad
Micro generación	1 W – 5 kW
Pequeña generación	5 kW – 5 MW
Generación media	5 MW – 50 MW
Gran generación	50 MW – 300 MW

2.3 Pérdidas en los sistemas de distribución

El Transporte de energía eléctrica siempre conlleva pérdidas en el camino, estas pérdidas son ocasionadas debido a la energía que se transforma en calor a lo largo de un conductor producto de una resistencia eléctrica, conocido mayormente como efecto Joule [38]. El efecto Joule se produce cuando la corriente eléctrica circula por un conductor con cierto valor de impedancia, la constante circulación de corriente genera que el conductor eleve su temperatura produciendo pérdidas en forma de calor [38], [39]. Las empresas de distribución trabajan en minimizar dichas pérdidas, la razón más obvia es el impacto económico que estas pérdidas generan[4]. Dichas pérdidas se representan matemáticamente en la ecuación (1).

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_{ij}(P_i P_j + Q_i Q_j) + b_{ij}(Q_i P_j - P_i Q_j) \quad (1)$$

Por consiguiente, la energía perdida en el sistema se representa en la ecuación (2).

$$E_{perdida} = \int_0^t P_L(t) dt = \int_0^t Z * I^2(t) dt \quad (2)$$

El valor de impedancia Z al tratarse de conductores circulares la podemos obtener de (3)[4].

$$Z = \frac{1}{\sigma} * \frac{l}{S} \quad (3)$$

Donde:

$$a_{ij} = \frac{z_{ij}}{V_i V_j} * \cos(\delta_i - \delta_j) \quad (4)$$

$$b_{ij} = \frac{z_{ij}}{V_i V_j} * \sin(\delta_i - \delta_j) \quad (5)$$

P_L : potencia perdida.

P : potencia activa.

Q : potencia reactiva.

V : voltaje.

δ : ángulo de voltaje.

I : corriente.

Z : impedancia.

$E_{perdida}$: energía perdida.

S : sección transversal del conductor.

l : longitud de la línea.

σ : conductividad eléctrica.

Se debe considerar que los conductores utilizados en las líneas de distribución no son conductores de cobre, por lo general se utiliza aluminio y acero. El cual es un punto importante a la hora de analizar la red, la conductividad de los conductores es detallada en tablas y suelen ser proporcionadas por los fabricantes[4], [38].

2.4 Tolerancia en los perfiles de voltaje en sistemas de distribución

La inserción de energía a través de unidades GD cambia el flujo de potencia, al tratarse sistemas de distribución de configuración radial [11], [39].

Por ello el cambio de voltaje en el sistema de distribución de energía debe estar dentro de un cierto rango para un funcionamiento óptimo, la literatura técnica y normas de las empresas señalan que el rango de voltaje estándar en las barras debe oscilar entre 0,97 p.u. a 1,03 p.u. [11].

3 Formulación del problema

Los sistemas de distribución a diferencia de los de transmisión se encuentran constituidos generalmente por una topología radial, la cual puede presentar

líneas trifásicas, bifásicas y monofásicas, además de la línea principal del abastecimiento, la cual ante cualquier tipo de falla o contingencia supone a la interrupción del sistema eléctrico y cortes de servicio al consumidor. Considerando que la línea principal transporta energía eléctrica a distancias grandes y con niveles altos de cargabilidad, las pérdidas en el sistema se hacen evidentes, repercutiendo en pérdidas económicas [3], [12], [13]. A medida que la tecnología avanza, avanza el desarrollo y producción y por ende aumenta la demanda de energía eléctrica, lo cual representa el aumento de sobrecarga en las líneas de distribución, lo que genera daños en la estructura y operación normal del mismo. En un caso real un exceso de carga en una línea demanda un mayor flujo de corriente lo cual puede ser generador del efecto Joule y provocar pérdidas en forma de calor, a su vez esta excesiva cantidad de corriente puede afectar directamente a los materiales aislantes ocasionando daños en los mismos, así como provocar caídas de voltaje, etc. [38].

Con todo lo mencionado anteriormente se buscan alternativas para lograr una mayor robustez en el sistema, las cuales en principio suponen utilizar diferentes métodos y algoritmos que permiten optimizar la red de distribución, lo cual implica una reconfiguración de la topología radial. Si bien esta alternativa mejora el sistema al reducir pérdidas y mejorar los niveles de tensión, conllevan una gran inversión de por medio, asumiendo principalmente gastos de materiales y equipos, además de compra de espacios y áreas para la instalación de la infraestructura [14]. Por otra parte, como solución también se ha optado por la generación distribuida, mayormente provenientes de energía eólica y fotovoltaica. El problema con este tipo de energía renovables, radica principalmente

en su fuente primaria, la energía cinética proveniente del viento y la energía solar, respectivamente, además de que ambas requieren de ubicaciones idóneas para aprovechar de forma eficiente su fuente principal de energía, lo que delimita a un más su ubicación [27]. También, debido a que la energía fotovoltaica no es de naturaleza estable, puede provocar la interrupción del funcionamiento normal de la red de distribución, y una alta tasa de penetración puede causar problemas en la regulación de voltaje, armónicos, fluctuaciones de voltaje, pérdidas y otros problemas. De igual forma, debido a la intermitencia provocada por la nubosidad, pueden provocar interferencias en la red debido a la falta de inercia, por lo que su potencia de salida puede cambiar rápidamente [27].

De las evidencias anteriores se plantea como solución, la implementación de pequeñas centrales de biomasa en los sistemas de distribución, fundamentadas en flujos de potencia basados en la metodología iterativa de barrido adelante – atrás, con la finalidad de determinar la ubicación óptima de generadores con ayuda de un algoritmo de búsqueda exhaustiva. Así pues, se logra conservar la infraestructura del sistema, mejorando los perfiles de voltaje y disminuyendo las pérdidas de potencia en los conductores de la red. Implementando generación renovable a partir de biomasa, a diferencia de la energía eólica y solar, la biomasa es fácil de almacenar, y debido a la contaminación producto de desechos, esta alternativa presentada repercute en un aporte ambiental reusando dichos desechos [28]. Aunque para el aprovechamiento energético de esta fuente renovable se recurre a la quema, el resultado es agua y dióxido de carbono, pero se puede considerar que la cantidad de este gas que provoca el efecto invernadero es igual a la cantidad captada

durante el crecimiento de las plantas. Es por ello que este gas no representa aporte a la atmósfera [28], [29].

3.1 Método de Barrido Iterativo adelante – atrás

Los sistemas de distribución presentan características distintas a los de transmisión estas características hacen que los métodos como Newton-Raphson y Gauss-Seidel puedan ser ineficientes [30].

El método de barrido iterativo se basa en las leyes de Kirchhoff, el procedimiento de solución incluye dos fases. La fase 1 es el barrido iterativo de corriente, empleando la ley de corrientes de Kirchhoff (LCK), podemos encontrar flujos de corriente aguas arriba de cada rama y la fase 2 es para calcular el voltaje de cada nodo, con la ley de voltajes de Kirchhoff (LVK), encontrando aguas abajo la tensión del nodo [32].

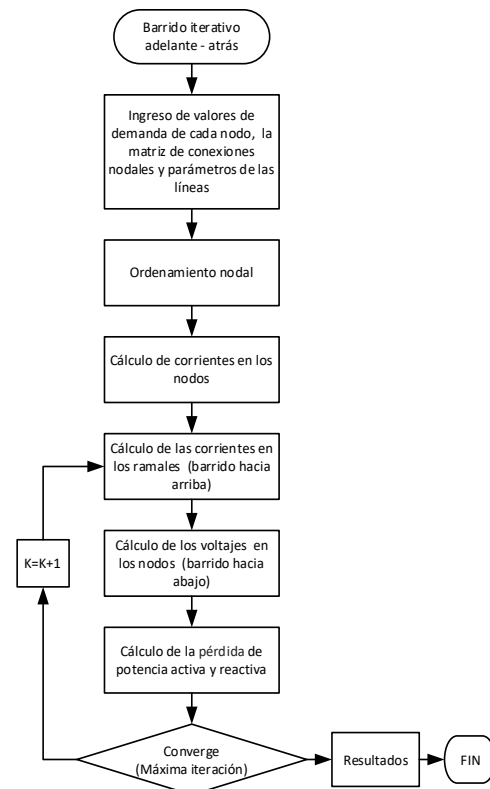


Figura 2. Diagrama de flujo del algoritmo de barrido iterativo

3.1.1 Barrido de Corriente

Para tal efecto de acuerdo a la LCK se calcula las corrientes por las líneas, lo cual se logra a partir del ordenamiento nodal, desde los nodos extremos hacia el nodo inicial (Slack), realizando un barrido de corrientes [32], [40], como se muestra en la figura 3.

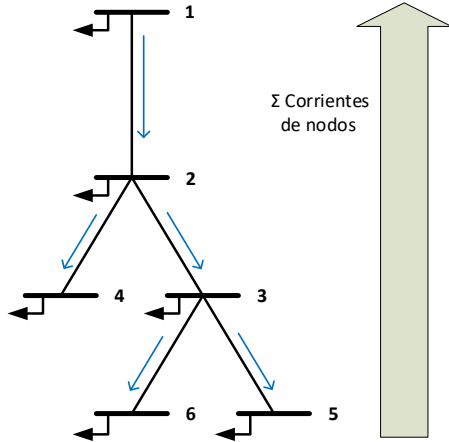


Figura 3. Barrido de corrientes

En la ecuación (6) se resume el proceso anterior.

$$(I_{jk})_{ABC} = (I_j)_{ABC} + \sum (I_{jL})_{ABC} \quad (6)$$

Donde:

I_{jk} : corriente por la línea.

I_j : corriente demandada en el nodo de llegada.

I_{jL} : corrientes demandadas por las líneas conectadas al nodo de llegada.

L : conjunto de líneas que conectan en el nodo j .

k : todo nodo que conecta a j .

3.1.2 Barrido de Voltaje

Dentro de este marco, se obtiene por medio de LVK las caídas de voltaje, este proceso se dirige desde el nodo inicial hacia el resto de los nodos aguas abajo [32], como se muestra en la figura 4.

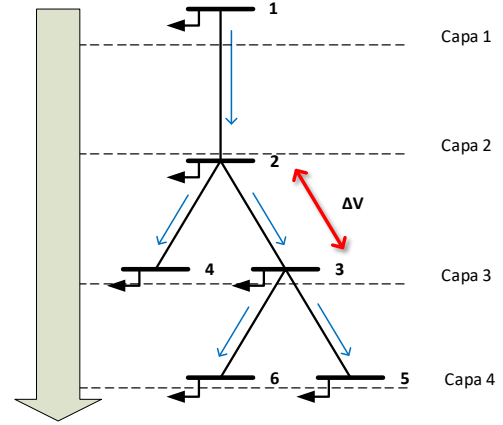


Figura 4. Barrido de voltajes

Para ello se emplean los valores obtenidos en la primera fase (barrido de corriente), permitiendo conocer el valor de voltaje en cada uno de los nodos inferiores [32]. Con lo dicho el barrido de voltajes se describe en (7).

$$V_j = V_i + Z_{ij} * I_{ij} \quad (7)$$

Donde:

V_j : Voltaje del nodo de llegada

V_i : Voltaje del nodo de envío

Z_{ij} : Impedancia entre i - j .

I_{ij} : Flujo de corriente por i - j .

Con los nuevos valores de tensiones se actualizan las corrientes nodales dando paso a una nueva iteración.

Después de actualizar la corriente en cada nodo, se debe corregir el valor de voltaje en el nodo fuente (Slack) utilizando la ecuación (8).

$$V_{Slack} = V_{th} - Z_{th} * I_{th} \quad (8)$$

Donde:

V_{Slack} : voltaje en el nodo Slack.

V_{th} : voltaje del nodo de envío.

Z_{th} : impedancia equivalente Thevenin.

I_{th} : corriente total del nodo fuente.

3.1.3 Criterio de Convergencia

Una vez completada la iteración, se calcula la diferencia, entre la pérdida total del sistema en la iteración actual, con respecto a la iteración anterior y se comparará con el criterio de convergencia, la convergencia ocurre cuando dicha diferencia en la pérdida de potencia está dentro de un cierto rango de tolerancia o si se cumple un número determinado de iteraciones [32], como se describe en las ecuaciones (9) y (10).

$$P_{Totales} = \sum_{i=1}^n I_i^2 * Z_i \quad (9)$$

$$|P_{Totales(k)} - P_{Totales(k-1)}| < T(\%) \quad (10)$$

Donde:

$P_{Totales}$: pérdidas totales del sistema.

I : corriente.

Z : impedancia.

T : tolerancia

k : número de iteración del sistema

3.2 Modelamiento matemático

Para determinar la óptima ubicación de generadores dentro de un sistema de distribución, se emplea el análisis de flujo de potencia mediante la metodología de barrido iterativo adelante – atrás. Para acompañar este concepto se considera la implementación de un algoritmo de búsqueda exhaustiva, al ser este un algoritmo que consiste en enumerar de manera sistemática todos los posibles candidatos para la resolución de un problema, nos permite analizar las diferentes combinaciones y agrupaciones que pueden existir al ingresar una o más de una unidad de generación al sistema, así como elegir un grupo de barras candidatas para su ubicación, minimizando de tal forma su tendencia exponencial, con el fin de examinar si

dicho candidato satisface la solución al mismo, reduciendo las pérdidas y mejorando los perfiles de voltaje.

3.2.1 Función objetivo

La función objetivo de esta investigación se centra en las pérdidas del sistema de distribución, al emplear la metodología de barrido iterativo adelante – atrás, se evalúan las posibilidades para encontrar la mayor oportunidad de mejora al ingresar unidades de generación en base a la disminución de las pérdidas. Como se muestra en la ecuación (11).

$$FO = \min \sum_{i=1}^n P_{i_k} - \sum_{i=1}^n P_{i_{k-1}} \quad (11)$$

3.2.2 Restricciones

La función objetivo toma en consideración las restricciones detalladas en la ecuación (12), las cuales permiten mantener los niveles de voltaje en sus límites operativos, con 0.97pu como voltaje mínimo (V_{min}) y 1.03pu como voltaje máximo (V_{max}), caso contrario se toman como barras candidatas a los valores de voltajes más bajos asociados a las mismas como se muestra en la ecuación (13).

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad (12)$$

$$V_{i_{barra\ candidato}} < V_{min} \quad (13)$$

3.3 Caso de estudio

Se adoptan 2 sistemas de distribución como casos de estudio.

El primer caso de estudio toma como sistema de prueba el modelo de 33 barras IEEE, la cual es comúnmente usada en distribución por su topología radial.

El sistema se encuentra conformado por cuatro ramales los cuales se detallan en la

tabla 3 se tiene como referencia un voltaje nominal en todas las barras de 12.66kV.

Tabla 3. Distribución de ramales en el sistema IEEE de 33 barras

Ramales	Barras
Ramal 1	1-18
Ramal 2	19-22
Ramal 3	23-25
Ramal 4	26-33

Los valores de potencia activa y reactiva de las cargas se indican en la tabla 4, de la misma forma los valores de resistencias y reactancias de las líneas se muestran en la tabla 5. Teniendo como resultado un total de 33 cargas y 32 líneas [41].

Tabla 4. Cargas del sistema IEEE de 33 barras

Bus	P [kW]	Q[kVAR]
1	0	0
2	100	60
3	90	40
4	120	80
5	60	30
6	60	20
7	200	100
8	200	100
9	60	20
10	60	20
11	45	30
12	60	35
13	60	35
14	120	80
15	60	10
16	60	20
17	60	20
18	90	40
19	90	40
20	90	40
21	90	40
22	90	40
23	90	50
24	420	200
25	420	200
26	60	25
27	60	25
28	60	20
29	120	70

30	200	600
31	150	70
32	210	100
33	60	40
Carga total	3715	2300

Tabla 5. Datos de las líneas del sistema IEEE de 33 barras

Línea	Bus inicio	Bus fin	Resistencia [ohm]	Reactancia [ohm]
1	1	2	0,0922	0,0470
2	2	3	0,4930	0,2511
3	3	4	0,3660	0,1864
4	4	5	0,3811	0,1941
5	5	6	0,8191	0,7070
6	6	7	0,1872	0,6188
7	7	8	0,7114	0,2351
8	8	9	1,0300	0,7400
9	9	10	1,0440	0,7400
10	10	11	0,1966	0,0650
11	11	12	0,3744	0,1238
12	12	13	1,4680	1,1550
13	13	14	0,5416	0,7129
14	14	15	0,5910	0,5260
15	15	16	0,7463	0,5450
16	16	17	1,2890	1,7210
17	17	18	0,7320	0,5740
18	2	19	0,1640	0,1565
19	19	20	1,5042	1,3554
20	20	21	0,4095	0,4784
21	21	22	0,7089	0,9373
22	3	23	0,4512	0,3083
23	23	24	0,8980	0,7091
24	24	25	0,8960	0,7011
25	6	26	0,2030	0,1034
26	26	27	0,2842	0,1447
27	27	28	1,0590	0,9377
28	28	29	0,8042	0,7006
29	29	30	0,5075	0,2585
30	30	31	0,9744	0,9630
31	31	32	0,3105	0,3619
32	32	33	0,3410	0,5302

Para el segundo caso de estudio se propone un sistema de distribución de 59 barras, el voltaje nominal seleccionado para todas las barras es 11kV, los valores de potencia activa y reactiva de las cargas se indican en la tabla 6. Así como los valores de resistencias y reactancias de las líneas se detallan en la tabla 7.

Tabla 6. Cargas del sistema de 59 barras

Bus	P [kW]	Q[kVAR]
1	0	0
2	699,80568	680
3	0	0
4	0	0
5	321,0314	680
6	1608,37476	680
7	675,58544	680
8	1083,85846	680
9	0	0
10	2110,64826	680
11	181,394896	680
12	688,36876	680
13	327,54937	680
14	106,361384	680
15	0	0
16	1367,21514	680
17	26,59837	680
18	0	0
19	286,393594	680
20	2138,53404	680
21	0	0
22	0	0
23	211,247474	680
24	2616,90282	680
25	0	0
26	0	0
27	2385,0575	680
28	1916,99514	680
29	2057,16932	680
30	485,89366	680
31	0	0
32	0	0
33	257,21493	680
34	1347,9198	680
35	0	0
36	122,582988	680
37	154,863642	680
38	761,51874	680
39	194,285724	680
40	0	0
41	1775,94682	680
42	0	0
43	12,505948	680
44	0	0
45	0	0
46	1719,51906	680
47	297,857748	680
48	0	0
49	1934,46774	680
50	0	0

51	1348,70044	680
52	0	0
53	239,123598	680
54	0	0
55	128,621184	680
56	0	0
57	2303,0529	680
58	812,63434	680
59	1196,1948	680
Carga total	35901,9959	25160

Tabla 7. Datos de las líneas del sistema de 59 barras

Línea	Bus inicio	Bus fin	Resistencia [ohm]	Reactancia [ohm]
1	1	2	0,04047	0,01950
2	2	3	0,05472	0,01041
3	3	4	0,06116	0,01164
4	4	5	0,05601	0,01066
5	4	6	0,04378	0,00833
6	6	7	0,09206	0,01752
7	7	8	0,03283	0,00625
8	6	9	0,05086	0,00968
9	9	10	0,01996	0,00380
10	9	11	0,11717	0,02230
11	11	12	0,16996	0,03235
12	12	13	0,07275	0,01385
13	13	14	0,05279	0,01005
14	14	15	0,08756	0,01666
15	15	16	0,01610	0,00306
16	15	17	0,07275	0,01385
17	3	18	0,03155	0,00600
18	18	19	0,04378	0,00833
19	18	20	0,01738	0,00331
20	20	21	0,01803	0,00343
21	21	22	0,06438	0,01225
22	22	23	0,02125	0,00404
23	22	24	0,04120	0,00784
24	21	25	0,06374	0,01213
25	25	29	0,02575	0,00490
26	25	26	0,06567	0,01250
27	26	27	0,05537	0,01054
28	26	28	0,07983	0,01519
29	1	30	0,02357	0,01136
30	30	31	0,00396	0,00191
31	31	32	0,06374	0,01213
32	32	33	0,02768	0,00527
33	33	34	0,05150	0,00980
34	32	35	0,03219	0,00613
35	35	36	0,03734	0,00711
36	36	37	0,05859	0,01115
37	35	38	0,01803	0,00343

38	38	39	0,06889	0,01311
39	39	40	0,04056	0,00772
40	40	41	0,00708	0,00135
41	40	42	0,03283	0,00625
42	42	43	0,03863	0,00735
43	42	44	0,06052	0,01152
44	44	45	0,03670	0,00698
45	45	46	0,01288	0,00245
46	31	47	0,02060	0,00392
47	47	48	0,04507	0,00858
48	48	49	0,08048	0,01532
49	48	50	0,06567	0,01250
50	50	51	0,04571	0,00870
51	50	52	0,03026	0,00576
52	52	53	0,05022	0,00956
53	52	54	0,03283	0,00625
54	54	55	0,03026	0,00576
55	54	56	0,03219	0,00613
56	56	57	0,05923	0,01127
57	56	58	0,06889	0,01311
58	58	59	0,07919	0,01507

Para cada caso de estudio se consideran 2 escenarios a analizar. Como primer punto se toma el sistema en condiciones nominales para evaluar sus pérdidas y perfiles de voltaje. Como segundo punto se analizan los mismos aspectos para el primer sistema, con la incorporación de 2 y 3 unidades de generación, para el segundo sistema se analiza con 3 y 4 unidades de generación.

4 Análisis de resultados

La metodología iterativa de barrido adelante – atrás empleada para análisis de flujos de potencia de este artículo, fue contrastada con los valores obtenidos en el software PowerFactory, comprobando la eficiencia del algoritmo elaborado, como se evidencia en la figura 5, donde se aprecia que el margen de error es inferior al uno por ciento. Con lo mencionado anteriormente se procede a evaluar el sistema para encontrar la óptima ubicación de las unidades de generación de biomasa, tomando como barras candidatas a los voltajes más bajos

asociadas a dichas barras, todos estos datos los considera el programa desarrollado, el cual en base a restricciones en los perfiles de voltaje busca minimizar las pérdidas ocasionadas por los conductores en las redes eléctricas de distribución. Los resultados bajo varios escenarios se muestran a continuación.

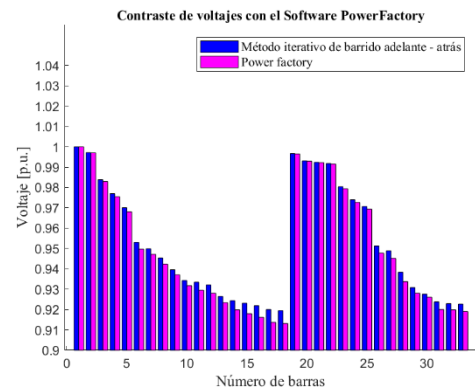


Figura 5. Contraste de voltajes con el software PowerFactory

4.1 Sistema IEEE de 33 barras

Como primer caso de estudio, se analiza el sistema IEEE de 33 barras, el cual se muestra en la figura 6.

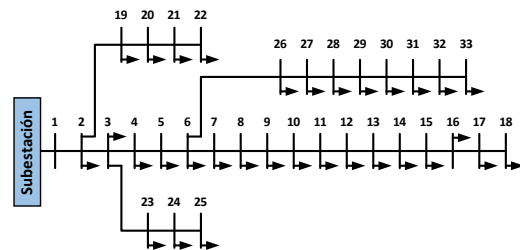


Figura 6. Sistema IEEE de 33 barras

4.1.1 Condiciones nominales

Tomando en consideración los valores técnicos mostrados en las tablas 4 y 5, se realiza el cálculo correspondiente, por medio del algoritmo de barrido adelante – atrás, para obtener el flujo de potencia, el cual será el punto de partida para considerar las posibles ubicaciones de GD de biomasa. En la figura 7 se detalla los perfiles de voltaje pertenecientes a cada barra, donde se puede evidenciar que

varias barras poseen un voltaje inferior a 0.97 p.u. recomendado.

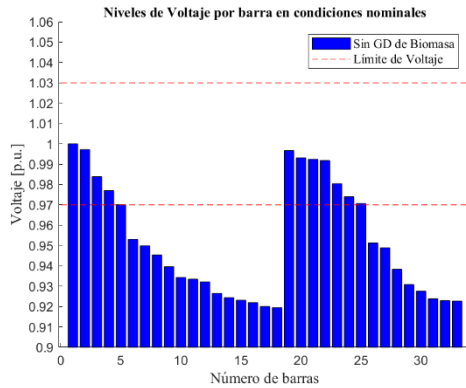


Figura 7. Perfiles de voltaje sistema de 33 barras IEEE sin GD de biomasa

4.1.2 Ubicación de GD de biomasa

Teniendo como punto de referencia el sistema en condiciones iniciales, se procede a seleccionar los generadores a ingresar, para este caso de estudio se evalúa el sistema con 2 y 3 unidades de generación, estos valores de generación son detallados en la tabla 8 y 9.

Tabla 8. Valores de GD de Biomasa para el sistema de 33 barras escenario 1.

Número de Generador	Potencia [kW]	Factor de potencia
Generador 1	750	0.8
Generador 2	750	0.8

Tabla 9. Valores de GD de Biomasa para el sistema de 33 barras escenario 2.

Número de generador	Potencia [kW]	Factor de potencia
Generador 1	500	0.8
Generador 2	500	0.8
Generador 3	750	0.8

4.1.2.1 Incorporación de 2 unidades de GD de biomasa

A partir de dichos valores de generación mostrados en la tabla 8, el algoritmo considera los posibles sitios candidatos tomando como restricción los perfiles de

voltaje obtenidos anteriormente, la ubicación se realiza en base a la metodología de barrido iterativo adelante – atrás para obtener los flujos de potencia, con el fin de comparar y encontrar la óptima ubicación que satisfaga la mejora en los perfiles de voltaje. Para este escenario la óptima ubicación se detalla en la tabla 10 y figura 8.

Tabla 10. Ubicación óptima de 2 unidades de GD de biomasa para sistema de 33 barras.

Ubicación	Numero de Generador
Barra 16	Generador 1
Barra 32	Generador 2

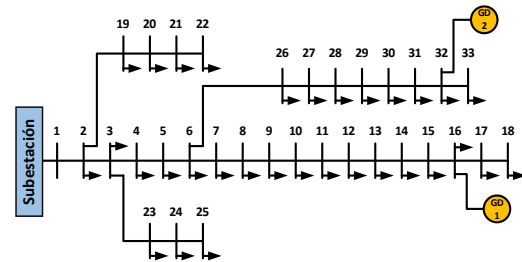


Figura 8. Ubicación de 2 unidades de GD de biomasa en el sistema IEEE de 33 barras

La ubicación óptima de GD de biomasa proporciona una mejora en los perfiles de voltaje, como se demuestra en la figura 9.

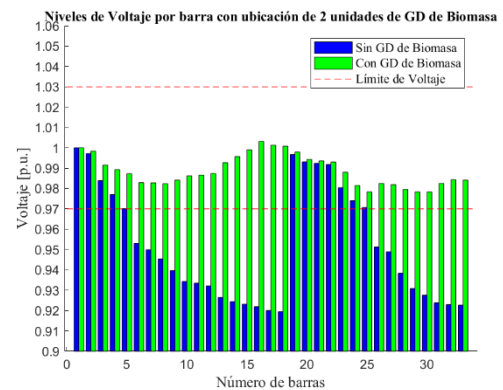


Figura 9. Perfiles de voltaje sistema de 33 barras IEEE con 2 unidades de GD de biomasa

4.1.2.2 Incorporación de 3 unidades de GD de biomasa

En tal sentido se integran los generadores detallados en la tabla 9. Como resultado

se encuentra la óptima ubicación de los mismos, como se aprecia en la tabla 11 y figura 10.

Tabla 11. Ubicación óptima de 3 unidades de GD de biomasa para sistema de 33 barras.

Ubicación	Numero de Generador
Barra 16	Generador 3
Barra 32	Generador 1 y 2

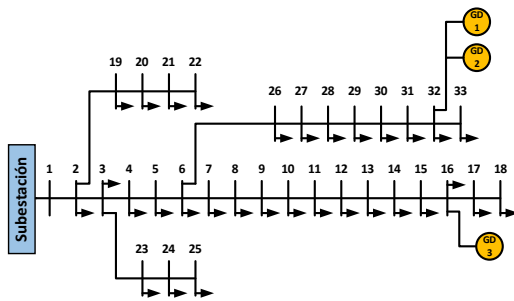


Figura 10. Ubicación de 3 unidades de GD de biomasa en el sistema IEEE de 33 barras

Conforme a la ubicación, se obtienen las mejoras de voltaje, como se evidencia en la figura 11.

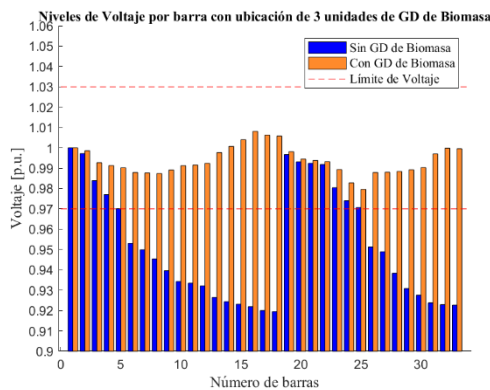


Figura 11. Perfiles de voltaje sistema de 33 barras IEEE con 3 unidades de GD de biomasa

4.1.3 Comparación de pérdidas al ingresar unidades de GD de biomasa

La incidencia de unidades de GD de biomasa, en conjunto con la óptima ubicación de las mismas, mejoran considerablemente los perfiles de voltaje. En el mismo sentido, se consigue

minimizar las pérdidas del sistema como se expone en la figura 12.

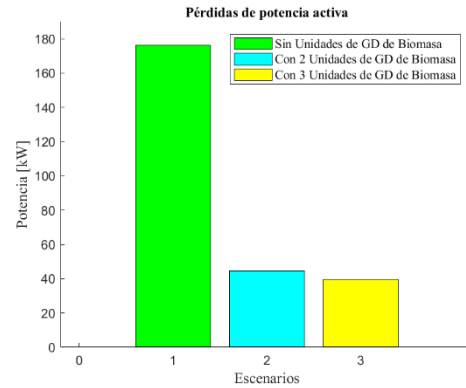


Figura 12. Comparación de pérdidas activas para cada escenario

4.2 Sistema de 59 barras

Para este caso se ha propuesto un sistema de 59 barras, como se muestra en la figura 13.

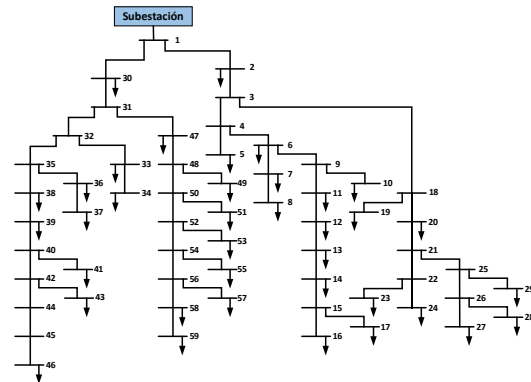


Figura 13. Sistema de 59 barras

4.2.1 Condiciones nominales

Partiendo del mismo criterio del caso anteriormente expuesto, se analiza el flujo de potencia, tomando en consideración los valores técnicos mostrados en las tablas 6 y 7. En la figura 14 se detalla los perfiles de voltaje pertenecientes a cada barra, revelando un voltaje inferior a 0.97 p.u.

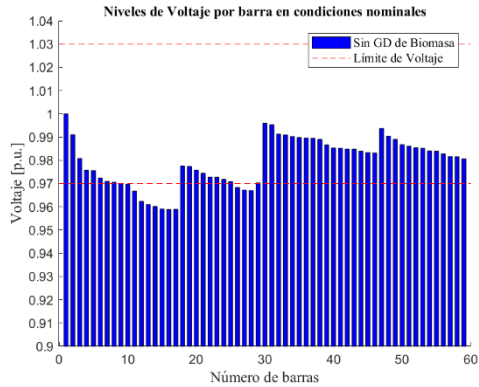


Figura 14. Perfiles de voltaje sistema de 59 barras sin GD de biomasa

4.2.2 Ubicación de GD de biomasa

Teniendo como punto de referencia el sistema en condiciones iniciales, se procede a seleccionar los generadores a ingresar, se evalúa el sistema con 3 y 4 unidades de generación, estos valores de generación son detallados en la tabla 12 y 13.

Tabla 12. Valores de GD de Biomasa para el sistema de 59 barras escenario 1.

Número de Generador	Potencia [kW]	Factor de potencia
Generador 1	500	0.8
Generador 2	750	0.8
Generador 3	1000	0.8

Tabla 13. Valores de GD de Biomasa para el sistema de 59 barras escenario 2.

Número de generador	Potencia [kW]	Factor de potencia
Generador 1	750	0.8
Generador 2	750	0.8
Generador 3	1000	0.8
Generador 4	1000	0.8

4.2.2.1 Incorporación de 3 unidades de GD de biomasa

Conforme a los valores de generación mostrados en la tabla 12, el algoritmo considera los posibles sitios candidatos tomando como restricción los perfiles de voltaje obtenidos anteriormente. Para este escenario la óptima ubicación se detalla en la tabla 14 y figura 15.

Tabla 14. Ubicación óptima de 3 unidades de GD de biomasa para sistema de 59 barras.

Ubicación	Número de Generador
Barra 15	Generador 2
Barra 17	Generador 3
Barra 18	Generador 1

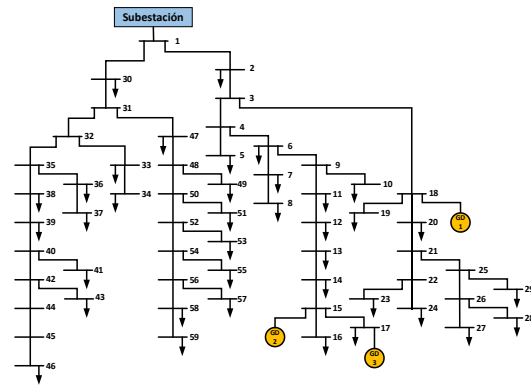


Figura 15. Ubicación óptima de 3 unidades de GD de biomasa para sistemas de 59 barras

Vinculado a la óptima ubicación se obtiene una mejora en los perfiles de voltaje, como se muestra en la figura 16.

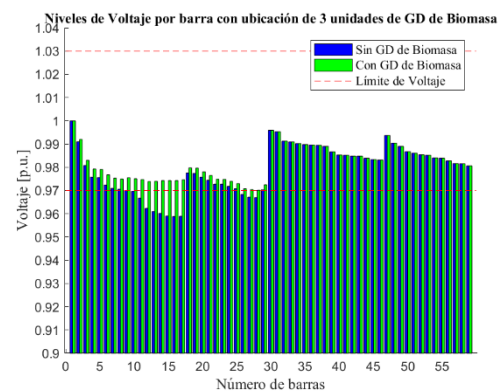


Figura 16. Perfiles de voltaje sistema de 59 barras con 3 unidades de GD de biomasa

4.2.2.2 Incorporación de 4 unidades de GD de biomasa

De igual manera en este escenario se integran los generadores detallados en la tabla 13. Como resultado se encuentra la óptima ubicación de los mismos, como se detalla en la tabla 15 y figura 17.

Tabla 15. Ubicación óptima de 4 unidades de GD de biomasa para sistema de 59 barras.

Ubicación	Número de Generador
Barra 14	Generador 1 y 3
Barra 16	Generador 2
Barra 17	Generador 4

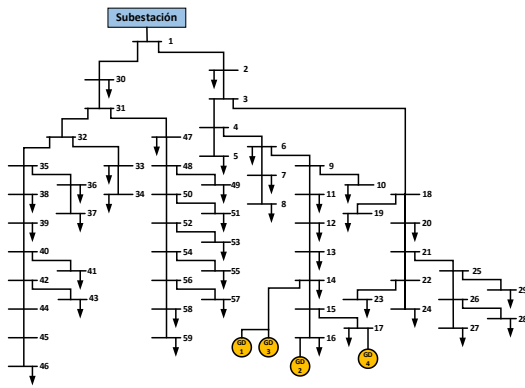


Figura 17. Ubicación óptima de 4 unidades de GD de biomasa para sistema de 59 barras

Con la ubicación definida anteriormente, los perfiles de voltaje mejoran considerablemente, manteniéndose dentro de niveles óptimos, como se muestra en la figura 18.

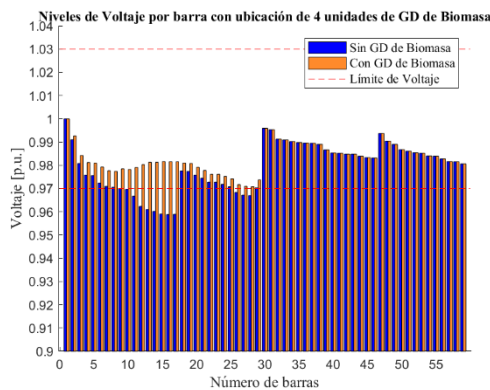


Figura 18. Perfiles de voltaje sistema de 59 barras con 4 unidades de GD de biomasa

4.2.3 Comparación de pérdidas al ingresar unidades de GD de biomasa

Como se evidenció en el caso 1, podemos corroborar que la inserción de unidades de GD mejora los perfiles de voltaje, en consecuencia, se minimiza las pérdidas

del sistema de distribución, como se expone en la figura 19.

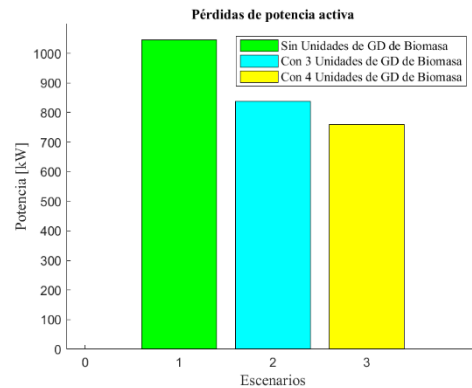


Figura 19. Comparación de pérdidas activas para cada escenario

5 Conclusiones

El algoritmo planteado permite por medio de la metodología de barrido iterativo adelante – atrás, determinar los flujos de potencia para evaluar el sistema, y de esta forma encontrar la óptima ubicación, tomando como restricción los perfiles de voltaje más bajos. En base a dichos perfiles de voltaje se realiza una búsqueda exhaustiva para determinar el sitio óptimo, aplicando nuevamente la metodología de barrido iterativo, para la integración de GD de biomasa.

El modelo presentado permite definir una cantidad de unidades de GD, así como la elección de sus capacidades nominales, que se pretendan inyectarse en el sistema de distribución, para obtener varios criterios en la mejora energética del sistema. Por lo mencionado podemos considerar al algoritmo como un método flexible para el análisis de inserción de GD en sistemas de distribución.

De las evidencias anteriores podemos demostrar que la incidencia de GD en una red eléctrica de distribución contribuye al sistema en una mejora considerable al minimizar pérdidas producto de los conductores de distribución, así como una mejora representativa en los perfiles de

voltaje. En términos económicos es una alternativa interesante, al remplazar opciones como replanteamientos del sistema de distribución y robustecer las estructuras del sistema.

Podemos aportar que la inyección de generación de biomasa es una alternativa que disminuye el impacto ambiental que otras tecnologías pueden producir, la información aportada en este artículo resalta que la cantidad de gases de CO₂ emitidos no afectan a la atmósfera y son aprovechados por la vegetación.

La integración de GD de biomasa permite una correlación del medio ambiente con la búsqueda de la mejora energética en los sistemas de distribución.

5.1 Recomendaciones para futuros trabajos

La presente investigación en base a los logros obtenidos puede formar parte de nuevas investigaciones relacionadas a generación distribuida, como dimensionamiento y ubicación óptima de unidades de GD renovables, análisis de nuevas metodologías para la integración de GD en sistemas de distribución. Es importante la continuación en investigación de temáticas relacionadas al mejoramiento de los sistemas de distribución con la integración de GD, como análisis de coordinación de protecciones en la operación de GD o el enfoque en la planificación de redes de distribución considerando la implementación y óptima ubicación de unidades de GD renovables.

6 Referencias

- [1] K. Zhou, S. Yang, Z. Chen, and S. Ding, "Optimal load distribution model of microgrid in the smart grid environment," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 35, pp. 304–310, 2014.
- [2] S. K. Injeti, "A Pareto optimal approach for allocation of distributed generators in radial distribution systems using improved differential search algorithm," *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, vol. 5, no. 3, pp. 908–927, 2018.
- [3] N. Jayasekara, M. A. S. Masoum, and P. J. Wolfs, "Optimal operation of distributed energy storage systems to improve distribution network load and generation hosting capability," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 250–261, 2016.
- [4] R. Rajaram, K. Sathish Kumar, and N. Rajasekar, "Power system reconfiguration in a radial distribution network for reducing losses and to improve voltage profile using modified plant growth simulation algorithm with Distributed Generation (DG)," *Energy Reports*, vol. 1, pp. 116–122, 2015.
- [5] H. Liao, C. Xu, J. Song, and Y. Yu, "Green power generation technology for distributed power supply," *2008 China Int. Conf. Electr. Distrib. CICED 2008*, no. 4, 2008.
- [6] J. Fletcher, T. Fernando, H. Iu, M. Reynolds, and S. Fani, "A case study on optimizing an electrical distribution network using a genetic algorithm," *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, vol. 2015-Septe, pp. 20–25, 2015.
- [7] H. Li, W. Mao, A. Zhang, and C. Li, "An improved distribution network reconfiguration method based on minimum spanning tree algorithm and heuristic rules," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 82, pp. 466–473, 2016.
- [8] M. Mosbah, S. Arif, R. D.

- Mohammedi, and A. Hellal, "Optimum dynamic distribution network reconfiguration using minimum spanning tree algorithm," *2017 5th Int. Conf. Electr. Eng. - Boumerdes, ICEE-B 2017*, vol. 2017-Janua, pp. 1–6, 2017.
- [9] C. Lin, G. Wu, and L. Zhang, "Optimal planning of distributed generation allocation and capacity for loss reduction," *2017 IEEE Conf. Energy Internet Energy Syst. Integr. EI2 2017 - Proc.*, vol. 2018-Janua, pp. 1–5, 2017.
- [10] A. Bagheri, H. Monsef, and H. Lesani, "Integrated distribution network expansion planning incorporating distributed generation considering uncertainties, reliability, and operational conditions," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 73, pp. 56–70, 2015.
- [11] Z. W. Khan and S. Khan, "Analyzing the impacts of Distributed Generation on power losses and voltage profile," *Proc. 2015 Int. Conf. Emerg. Technol. ICET 2015*, pp. 1–4, 2016.
- [12] S. A. Hosseini, S. H. H. Sadeghi, A. Askarian-Abyaneh, S. H. H. Sadeghi, and A. Nasiri, "Optimal placement and sizing of distributed generation sources considering network parameters and protection issues," *3rd Int. Conf. Renew. Energy Res. Appl. ICRERA 2014*, pp. 922–926, 2014.
- [13] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D'haeseleer, "Distributed generation: Definition, benefits and issues," *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, 2005.
- [14] W. Guan, Y. Tan, H. Zhang, and J. Song, "Distribution system feeder reconfiguration considering different model of DG sources," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 68, pp. 210–221, 2015.
- [15] M. H. Moradi and M. Abedini, "A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal distributed generation location and sizing in distribution systems with fuzzy optimal theory," *Int. J. Green Energy*, vol. 9, no. 7, pp. 641–660, 2012.
- [16] M. M. Aman, G. B. Jasmon, A. H. A. Bakar, and H. Mokhlis, "A new approach for optimum simultaneous multi-DG distributed generation Units placement and sizing based on maximization of system loadability using HPSO (hybrid particle swarm optimization) algorithm," *Energy*, vol. 66, pp. 202–215, 2014.
- [17] L. F. Grisales, A. Grajales, O. D. Montoya, R. A. Hincapié, and M. Granada, "Optimal location and sizing of Distributed Generators using a hybrid methodology and considering different technologies," *2015 IEEE 6th Lat. Am. Symp. Circuits Syst. LASCAS 2015 - Conf. Proc.*, pp. 31–34, 2015.
- [18] M. H. Moradi, M. Abedini, and S. M. Hosseinian, "A Combination of Evolutionary Algorithm and Game Theory for Optimal Location and Operation of DG from DG Owner Standpoints," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 608–616, 2016.
- [19] F. Scarlatache, G. Grigoras, and B. Neagu, "Decision making methodology based on fuzzy logic in optimal DG location," *Proc. 8th Int. Conf. Electron. Comput. Artif. Intell. ECAI 2016*, pp. 1–4, 2017.
- [20] A. Alhamali, M. E. Farrag, G.

- Bevan, and D. M. Hepburn, "Determination of optimal site and capacity of DG systems in distribution network based on genetic algorithm," *2017 52nd Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2017*, vol. 2017-Janua, pp. 1–6, 2017.
- [21] M. M. Aman, G. B. Jasmon, H. Mokhlis, and A. H. A. Bakar, "Optimal placement and sizing of a DG based on a new power stability index and line losses," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 43, no. 1, pp. 1296–1304, 2012.
- [22] N. S. Rau and Y. H. Wan, "Optimum Location of Resources in Distributed Planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 4, pp. 2014–2020, 1994.
- [23] A. El-Fergany, "Optimal allocation of multi-type distributed generators using backtracking search optimization algorithm," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 64, pp. 1197–1205, 2015.
- [24] J. M. Nahman and D. M. Perić, "Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 790–795, 2008.
- [25] A. Das and L. Srivastava, "Optimal placement and sizing of distributed generation units for power loss reduction using Moth-Flame optimization algorithm," *2017 Int. Conf. Intell. Comput. Instrum. Control Technol. ICICICT 2017*, vol. 2018-Janua, pp. 1576–1581, 2018.
- [26] Y. M. Atwa, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama, and R. Seethapathy, "Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 360–370, 2010.
- [27] J. Carreño and J. Anzures, "Research Facilities for Renewable Energy Management Considering Distributed Generation based on Microgrids," *IEEE Access*, vol. 2020, no. Ropec 2019, pp. 1–6, 2019.
- [28] C. M. Gomez, "La eficiencia energética en el uso de la biomasa para la generación de energía eléctrica: optimización energética y exergética," 2013.
- [29] J. P. Ortiz Nuñez, "Diseño de una central electrica de biomasa conectada a la red eléctrica Puno," 2017.
- [30] S. Ghazali, K. M. Nor, and M. Abdel-akher, "Parallel sequence decoupled full Newton-Raphson three phase power flow," *IEEE Reg. 10 Annu. Int. Conf. Proceedings/TENCON*, pp. 1–6, 2009.
- [31] J. Lei, Y. Deng, Y. He, and B. Zhang, "A rigid approach of generalized power flow analysis for distribution systems," *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 2, no. c, pp. 1047–1052, 2000.
- [32] G. W. Chang, S. Y. Chu, and H. L. Wang, "A simplified forward and backward sweep approach for distribution system load flow analysis," *2006 Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON2006*, no. 4, pp. 1–5, 2006.
- [33] A. G. M. G. R. A. G. R. RUIZ, "Flujo de carga trifásico para sistemas radiales de distribución," no. 24, pp. 19–24, 2004.
- [34] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, "Distributed generation: A definition," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, 2001.

- [35] C. A. Roman, L. T. Gil, and M. B. Beltr, “Implantación Central De Biomasa Forestal Y,” p. 3, 2013.
- [36] S. Martínez, *Evaluación de la biomasa como recurso energético renovable en Cataluña*, vol. GI-910, no. 4. 2009.
- [37] C. Nicol and Q. Chanampa, “Análisis energético de un sistema de cogeneración con ciclo combinado y gasificación para la industria azucarera,” 2010.
- [38] A. M. García, “Evaluación del impacto de la generación distribuida en la operación y planificación de las redes de distribución eléctrica,” p. 192, 2006.
- [39] R. Viral and D. K. Khatod, “An analytical approach for sizing and siting of DGs in balanced radial distribution networks for loss minimization,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 67, pp. 191–201, 2015.
- [40] C. González-Morán, P. Arboleya, and B. Mohamed, “Matrix Backward Forward Sweep for Unbalanced Power Flow in $\alpha\beta 0$ frame,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 148, pp. 273–281, 2017.
- [41] V. Vita, “Development of a decision-making algorithm for the optimum size and placement of distributed generation units in distribution networks,” *Energies*, vol. 10, no. 9, 2017.

6.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 16. Matriz de estado del arte

UBICACIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES DE BIOMASA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN FLUJO ITERATIVO DE BARRIDO ADELANTE - ATRÁS																										
ITEM	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA						SOLUCIÓN PROPUESTA					
				Sistemas de distribución	Integración de GD de Biomasa	Ubicación óptima de GD	Pérdidas de potencia	Impacto de GD en los Perfiles de Voltaje	Minimizar Pérdidas de Potencia	Implementación de modelos para la ubicación de GD	Mejorar los Perfiles de Voltajes	Flujos óptimos de potencia	Magnitudes de Voltaje	Topología de la Red	Cantidad de Unidades de GD a ingresar	Flujos de potencia	Algoritmo genético	Algoritmo de árbol de mínima expansión	Minimizar pérdidas de potencia	Algoritmo backtracking	Algoritmo de optimización Moth-Flame	Newton-Raphson	Reconfiguración de la red	Selección de GD de biomasa como recurso de energía renovable	Ubicación óptima de GD	Mejorar perfiles de Voltaje
1	2014	Optimal load distribution model of microgrid in the smart grid environment	66	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒
2	2018	A Pareto optimal approach for allocation of distributed generators in radial distribution systems using improved differential search algorithm	30	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒
3	2016	Optimal operation of distributed energy storage systems to improve distribution network load and generation hosting capability	134	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒
4	2015	Power system reconfiguration in a radial distribution network for reducing losses and to improve voltage profile using modified plant growth simulation algorithm with Distributed Generation (DG)	148	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☐

5	2008	Green power generation technology for distributed power supply	25	✗	✗	✗	□	□	□	✗	□	□	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□	✗	✗	□	□	□
6	2015	A case study on optimizing an electrical distribution network using a genetic algorithm	16	✗	□	✗	✗	□	✗	□	✗	✗	✗	□	□	✗	□	✗	□	□	□	✗	□	□	✗	□
7	2016	An improved distribution network reconfiguration method based on minimum spanning tree algorithm and heuristic rules	41	✗	□	□	✗	□	✗	□	□	✗	✗	✗	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	✗
8	2017	Optimum dynamic distribution network reconfiguration using minimum spanning tree algorithm	22	✗	□	□	✗	✗	✗	□	✗	✗	□	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	✗
9	2017	Optimal planning of distributed generation allocation and capacity for loss reduction	1	✗	□	✗	✗	□	✗	✗	✗	□	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗
10	2015	Integrated distribution network expansion planning incorporating distributed generation considering uncertainties, reliability, and operational conditions	116	✗	□	□	□	✗	□	✗	✗	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
11	2015	Analyzing the impacts of Distributed Generation on power losses and voltage profile	23	✗	□	✗	✗	✗	✗	□	✗	□	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗
12	2014	Optimal placement and sizing of distributed generation sources considering network parameters and protection issues	13	✗	□	✗	□	✗	□	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
13	2005	Distributed generation: Definition, benefits and issues	2013	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
14	2015	Distribution system feeder reconfiguration considering different model of DG sources	70	✗	✗	✗	✗	□	✗	□	✗	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
15	2012	A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal distributed generation location and sizing in distribution systems with fuzzy optimal theory	32	✗	□	✗	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□
16	2014	A new approach for optimum simultaneous multi-DG distributed generation Units placement and sizing based on maximization of system loadability using HPSO (hybrid particle swarm optimization) algorithm	212	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
17	2015	Optimal location and sizing of Distributed Generators using a hybrid methodology and considering different technologies	22	✗	✗	✗	□	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
18	2016	A Combination of Evolutionary Algorithm and Game Theory for Optimal Location and Operation of DG from DG Owner Standpoints	44	✗	□	✗	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
19	2017	Decision making methodology based on fuzzy logic in optimal DG location	2	✗	□	✗	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
20	2017	Determination of optimal site and capacity of DG systems in distribution network based on genetic algorithm	8	✗	□	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□

21	2012	Optimal placement and sizing of a DG based on a new power stability index and line losses	267	✗		✗	✗	□	✗	□	□	□	□	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	✗	
22	1994	Optimum Location of Resources in Distributed Planning	498	✗		✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	✗
23	2015	Optimal allocation of multi-type distributed generators using backtracking search optimization algorithm	204	✗		✗	□	□	□	✗	□	✗	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	
24	2008	Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique	169	✗	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□			
25	2017	Optimal placement and sizing of distributed generation units for power loss reduction using Moth-Flame optimization algorithm	3	✗	□	✗	✗	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	✗
26	2010	Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization	1218	✗	✗	□	✗	□	✗	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	✗	
27	2019	Research Facilities for Renewable Energy Management Considering Distributed Generation based on Microgrids	0	✗		□	□	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗
28	2013	La eficiencia energética en el uso de la biomasa para la generación de energía eléctrica: optimización energética y exergética	18	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗
29	2017	Diseño de una central eléctrica de biomasa conectada a la red eléctrica Puno	6	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
30	2009	Parallel sequence decoupled full Newton-Raphson three phase power flow	16	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
31	2000	A rigid approach of generalized power flow analysis for distribution systems	2	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
32	2006	A simplified forward and backward sweep approach for distribution system load flow analysis	29	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
33	2004	Flujo de carga trifásico para sistemas radiales de distribución	24	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
34	2001	Distributed generation: A definition	3431	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
35	2013	Implantación Central De Biomasa Forestal Y	1	✗	✗	□	✗	✗	□	✗	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	✗
36	2009	Evaluación de la biomasa como recurso energético renovable en Cataluña	35	✗	✗	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
37	2010	Análisis energético de un sistema de cogeneración con ciclo combinado y gasificación para la industria azucarera	7	✗	□	□	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
38	2006	Evaluación del impacto de la generación distribuida en la operación y planificación de las redes de distribución eléctrica	8	✗	✗	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
39	2015	An analytical approach for sizing and siting of DGs in balanced radial distribution networks for loss minimization	150	✗		□	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
40	2017	Matrix Backward Forward Sweep for Unbalanced Power Flow in a80 frame	5	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□

41	2017	Development of a decision-making algorithm for the optimum size and placement of distributed generation units in distribution networks	51	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
			CANTIDAD:	39	10	20	14	13	13	16	12	15	9	14	11	10	5	1	17	1	1	1	1	7	11	15

6.2 Resumen de Indicadores

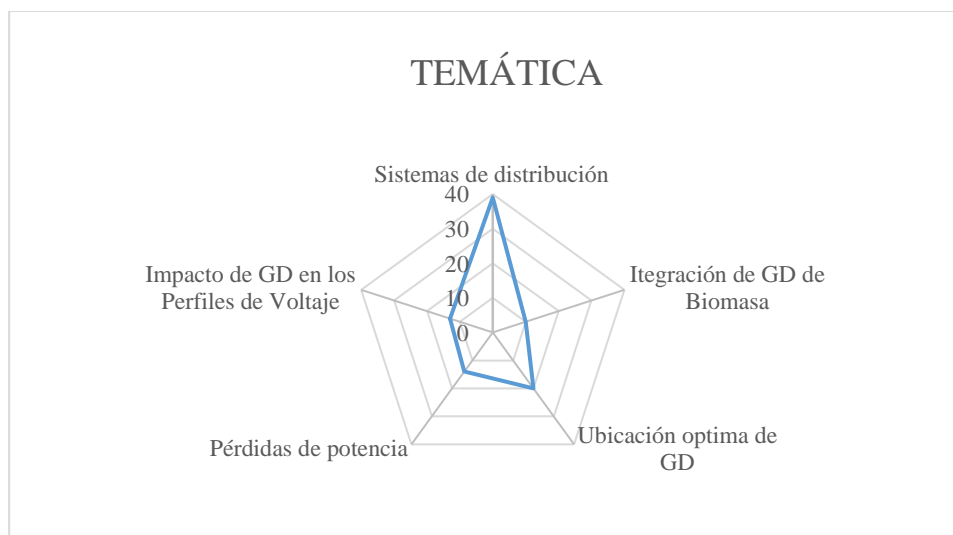


Figura 20. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

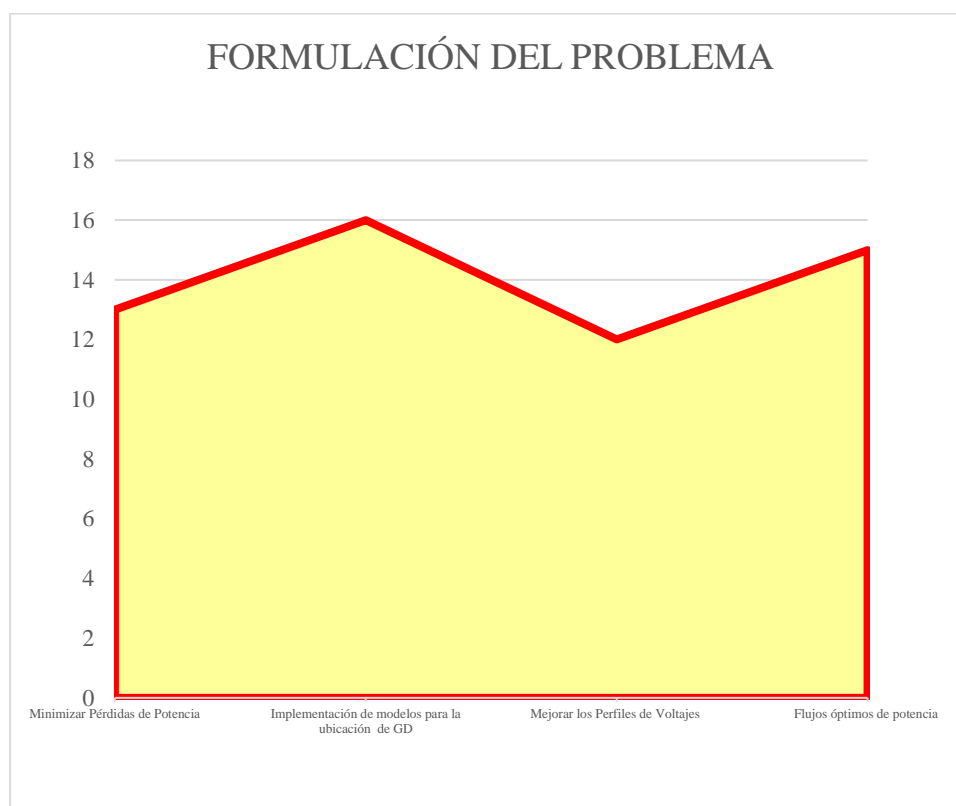


Figura 21. Indicador de formulación del problema - Estado del arte

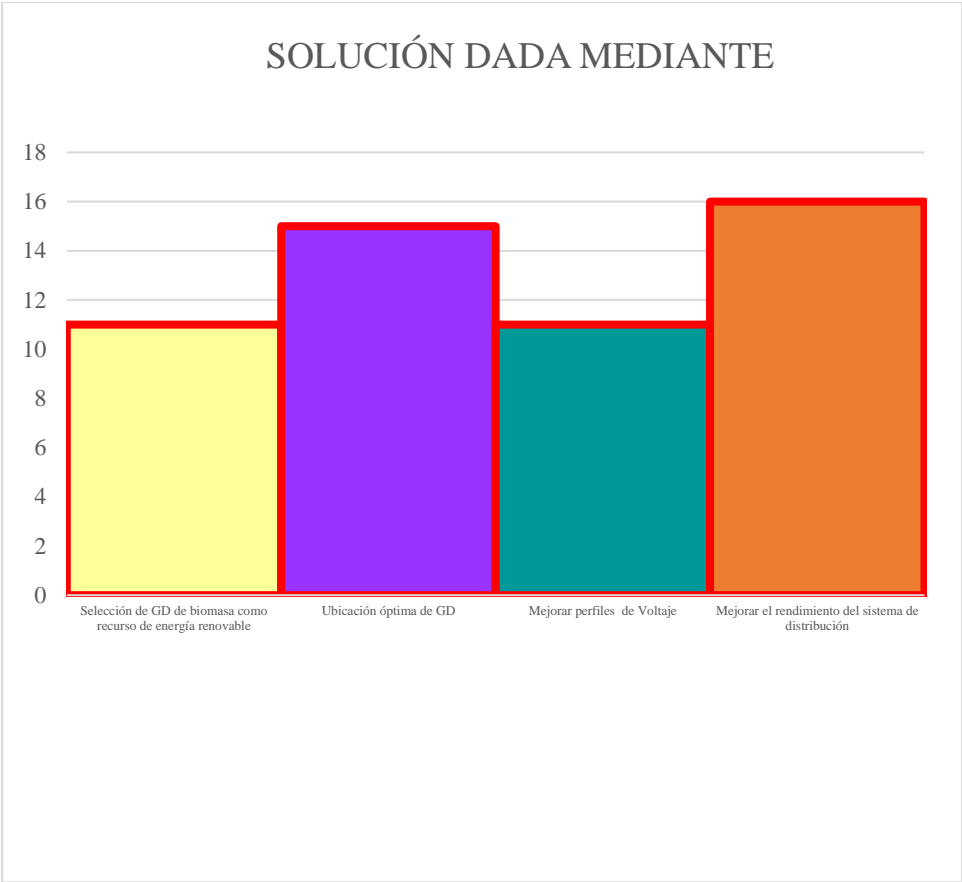


Figura 22. Indicador de solución - Estado del arte