



POSGRADOS

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

RPC-SO-30-No.508-2019

OPCIÓN DE
TITULACIÓN:

PROYECTO DE DESARROLLO

TEMA:

UBICACIÓN ÓPTIMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA
EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EMPLEANDO OPTIMIZACIÓN
METAHEURÍSTICA A TRAVÉS DE UN ALGORITMO GENÉTICO

AUTOR:

PETER GERARD POSLIGUA ALTAMIRANO
FABRICIO JOSÉ CEDEÑO CASTRO

DIRECTOR:

JUAN PABLO AVILÉS ARÉVALO

GUAYAQUIL - ECUADOR
2023

Autores:



Peter Gerard Posligua Altamirano

Ingeniero en Electricidad Especialización Potencia
Candidato a Magíster en Electricidad, Mención Sistemas
Eléctricos de Potencia.

Universidad Politécnica Salesiana, Sede Guayaquil
pposliguaa@est.ups.edu.ec



Fabricio José Cedeño Castro

Ingeniero en Electricidad Especialización Industrial
Candidato a Magíster en Electricidad, Mención Sistemas
Eléctricos de Potencia.

Universidad Politécnica Salesiana, Sede Guayaquil
fcedenoc1@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Juan Pablo Avilés Arévalo

INGENIERO ELÉCTRICO.
MAESTRO EN CIENCIAS.
DOCTOR EN CIENCIAS DE INGENIERÍA.
javiles@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 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 investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2023 Universidad Politécnica Salesiana.
GUAYAQUIL – ECUADOR – SUDAMÉRICA
PETER GERARD POSLIGUA ALTAMIRANO
FABRICIO JOSÉ CEDEÑO CASTRO

UBICACIÓN ÓPTIMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EMPLEANDO OPTIMIZACIÓN METAHEURÍSTICA A TRAVÉS DE UN ALGORITMO GENÉTICO.

Agradecimientos

Gracias a ella por su apoyo incondicional, quien con su particular forma de motivarme y acompañarme, me impulsó a culminar este objetivo.

Gracias a mi mamá por ser mi modelo de perseverancia y lucha por lo que anhelo, quien me enseñó que pese a lo compleja que puede ser la vida, siempre hay que ir hacia adelante.

Gracias a nuestro tutor, quien estuvo dispuesto desde el principio a apoyarnos en este camino de descubrimiento y aprendizaje, jamás negó una explicación por más difícil que sea una materia de este nivel.

Gracias a mi compañero de clases y de tesis, por su comprensión y disposición a trabajar en grupo durante la elaboración de este trabajo. Gracias a la Universidad Politécnica Salesiana por brindarnos esta oportunidad, con excelentes maestros.

Peter

Agradecimientos

Gracias a Dios, por la vida y las bendiciones. Gracias a mi compañera de vida Maritza, por su amor, apoyo y confianza. Gracias a mis hijos que están ahí cuidando también mi tiempo de estudio.

Gracias a mis padres, Segundo y Julia, que me enseñaron, entre tantas cosas, a perseverar. Gracias a mis hermanas, Maira e Ingrid que se alegraron cuando les comenté que estaba estudiando nuevamente.

Gracias a Juan Pablo Avilés por su cercanía y ayuda, que ha estado disponible para guiarnos en el desarrollo de esta tesis. Gracias a mi compañero de graduación Peter Posligua, por su trabajo. Gracias a la Universidad Politécnica Salesiana por este nuevo grado de educación.

Fabricio

Índice general

Índice de Contenidos	6
Índice de Figuras	8
Índice de Tablas	9
Resumen	10
1. Introducción	12
1.1. Antecedentes	12
1.2. Descripción general del problema	14
1.3. Objetivos	15
1.3.1. Objetivo general	15
1.3.2. Objetivos específicos	15
1.4. Metodología	15
1.5. Contribuciones	17
1.6. Organización del trabajo	18
2. La Generación Distribuida: Actualidad Energética	19
2.1. Redes Eléctricas y Generación Distribuida	19
2.2. Tipos de Generación Distribuida	21
2.3. Generación Fotovoltaica	23
2.4. Problemas en la Gestión de Generación Distribuida	24
2.5. Panorama nacional de la Generación Distribuida	25
3. Ubicación óptima de generación distribuida: Revisión del estado del arte	26
3.1. Estado del Arte	26
4. Algoritmos Evolutivos	31
4.1. Definición	31
4.2. Algoritmo de Evolución Diferencial	32

<i>ÍNDICE GENERAL</i>	6
4.2.1. Operadores del Algoritmo	32
5. Desarrollo de la Solución: Modelo de Optimización	36
5.1. Formulación del Problema	36
5.1.1. Función Objetivo	36
5.1.2. Restricciones	37
5.2. Desarrollo del Algoritmo	37
5.2.1. Ingreso de Datos	38
5.2.2. Flujo de Potencia	38
5.2.3. Optimización	38
6. Análisis de resultados	40
6.1. Resultados Generales	40
6.1.1. Escenario Principal: Sistema original IEEE-33 barras sin GD	40
6.1.2. Escenario 1.- Ubicación de 3 GDs: con criterio técnico y mediante método de optimización.	42
6.1.3. Escenario 2.- Ubicación y Capacidad de 3 GD: mediante método de optimización.	46
6.1.4. Escenario 3.- Ubicación de 5 GD: con criterio técnico y me- diante método de optimización.	49
6.1.5. Escenario 4.- Ubicación y Capacidad de 5 GD: mediante método de optimización.	52
6.1.6. Escenario 5.- Ubicación y Capacidad de 7 GD: mediante método de optimización.	55
6.1.7. Observaciones Generales	57
7. Conclusiones	60
A - Impedancias de las líneas del Sistema IEEE-33	62
B - Cargas del sistema IEEE-33 Bus	64
Bibliografía	66

Índice de Figuras

1.1. Proyecto fotovoltaico de 413,8 [KW] ubicado en la finca de banana orgánico Don Polo, provincia de Santa Elena - Fuente: [1] . . .	13
1.2. Red estándar IEEE-33 de distribución radial	17
2.1. Modelos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica - Fuente: [2]	20
4.1. Diagrama de pasos del Algoritmo de Evolución Diferencial (ED) . . .	35
5.1. Diagrama de pasos del algoritmo propuesto	37
5.2. (a) Composición de los vectores de la población; (b) Correspondencia física de la información del vector solución en la red de 33 barras	39
6.1. Sistema Radial IEEE-33 original	41
6.2. Perfil de tensión del sistema original	41
6.3. Sistema Radial IEEE-33 con 3 GD similares ubicados con criterio técnico y mediante método de optimización	43
6.4. Perfil de tensión del sistema con 3 GD similares ubicados con criterio técnico y mediante método de optimización	44
6.5. Desviación de voltaje más críticas en los nodos del sistema en el escenario #1	45
6.6. Sistema con 3 GD ubicados y dimensionados mediante método de optimización	46
6.7. Perfil de voltaje del sistema con 3 GD ubicados y dimensionados mediante método de optimización	47
6.8. Desviación de voltaje más críticas en las barras del sistema en el escenario #2	48

6.9. Sistema con 5 GD similares ubicados con criterio técnico y mediante método de optimización	50
6.10. Perfil de tensión del sistema con 5 GD similares ubicados con criterio técnico y mediante método de optimización	50
6.11. Desviación de tensión más críticas en los nodos del sistema en el escenario #3	52
6.12. Sistema Radial con 5 GD ubicados y dimensionados mediante método de optimización	53
6.13. Perfil de tensión del sistema con 5 GD ubicados y dimensionados mediante método de optimización	53
6.14. Desviación de voltaje más críticas en las barras del sistema en el escenario #4	54
6.15. Sistema con 7 GD ubicados y dimensionados mediante método de optimización	55
6.16. Perfil de tensión del sistema con 7 GDs ubicados y dimensionados mediante método de optimización	56
6.17. Comparación de Resultados: Sistema de prueba con 3 GDs.	57
6.18. Comparación de Resultados: Sistema de prueba con 5 GD	58
6.19. Comparación de Resultados: Optimización de ubicación y dimensión	59

Índice de Tablas

2.1. Tecnologías para Generación Distribuida - Fuente: [3]	22
6.1. Resultados del escenario #1	44
6.2. Resultados del escenario #2	47
6.3. Resultados del escenario #3	51
6.4. Resultados del escenario #4	55
6.5. Resultados del escenario #5	57
1. Datos de línea del sistema de distribución IEEE 33 barras	62
2. Datos de línea del sistema de distribución IEEE 33 barras	63
3. Cargas del sistema de distribución IEEE 33 barras	64
4. Cargas del sistema de distribución IEEE 33 barras	65

Resumen

La mayor demanda de generación de electricidad por medios alternativos, incluida la de origen solar (fotovoltaica), está llevando a implementar este tipo de soluciones y aprovechar sus beneficios técnicos y económicos. Al conectar generadores distribuidos a las redes de distribución, se debe considerar mejorar algunos parámetros de calidad como por ejemplo el perfil de voltaje, verificando que estén dentro de los valores permitidos.

En este trabajo elaboramos una propuesta de optimización utilizando un *algoritmo de evolución diferencial*, para *dimensionar y ubicar* de manera óptima la *generación distribuida* en una red de prueba con el objetivo de minimizar la desviación de voltaje, considerando la restricción del nivel de voltaje en cada barra de acuerdo a la regulación local.

Tomando como caso de estudio el sistema IEEE-33 se plantean diversos escenarios para verificar la versatilidad y eficacia del algoritmo, considerando la implementación de 3, 5 y 7 generadores distribuidos, comparando la ubicación y dimensionamiento por criterios técnicos contra las recomendaciones realizadas por el algoritmo.

Se logró demostrar que a mayor cantidad de unidades generadoras conectadas a la red, cuya dimensión y ubicación es calculada por el algoritmo, mayor es la optimización obtenida en los perfiles de voltaje al reducirse las desviaciones de potencial, con su consecuente reducción de las pérdidas de potencia general del sistema.

Abstract

The greater demand for electricity generation by alternative means, including that of solar origin (photovoltaic), is leading to the implementation of this type of solution and to take advantage of its technical and economic benefits. When connecting distributed generators to the distribution networks, it should be considered to improve some quality parameters such as the voltage profile, verifying that they are within the allowed values.

In this work we elaborate an optimization proposal using a *differential evolution algorithm*, to optimally *dimension and locate* the *distributed generation* in a test network with the aim of minimizing the deviation of voltage, considering the restriction of the voltage level in each bar according to the local regulation.

Taking the IEEE-33 system as a case study, various scenarios are proposed to verify the versatility and efficiency of the algorithm, considering the implementation of 3, 5 and 7 distributed generators, comparing the location and dimensioning by technical criteria against the recommendations made by the algorithm. It was possible to demonstrate that the greater the number of generating units connected to the network, whose dimension and location is calculated by the algorithm, the greater the optimization obtained in the voltage profiles by reducing potential deviations, with its consequent reduction in power losses overall system power.

Capítulo 1

Introducción

Este capítulo describe los antecedentes, justificación, objetivos y necesidades que generaron el interés por realizar el dimensionamiento y ubicación óptima de generadores distribuidos fotovoltaicos en redes de distribución eléctrica, utilizando un algoritmo de Evolución Diferencial (ED), para mejorar los perfiles de voltaje y su correspondiente mejora de las pérdidas de potencia. Inicialmente se describe el problema, los objetivos y contribuciones de este trabajo.

1.1. Antecedentes

Actualmente en todo el mundo existe un incremento de proyectos relacionados con la generación de energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales, entre ellas están las de origen solar (fotovoltaica), biomasa, eólica, entre otras, ya sea debido a beneficios económicos, ecológicos, políticos, o técnicos [4]. En el Ecuador, una de las principales razones para este aumento, se debe a la decisión del gobierno de fomentar el desarrollo de este tipo de centrales de generación que sean propiedad de empresas privadas habilitadas por el Ministerio de Energía [5], como en la figura 1.1. Mediante esta normativa se podrán instalar plantas de generación para consumo propio de energía, y en caso de que haya excedentes de producción, éstos sean inyectados a la red pública de distribución eléctrica administradas por las empresas distribuidoras.



Figura 1.1: Proyecto fotovoltaico de 413,8 [KW] ubicado en la finca de banano orgánico Don Polo, provincia de Santa Elena - Fuente: [1]

Entre los problemas que se presentan en las redes de distribución, debido al aumento gradual en el consumo de energía [6], se encuentran la caída de tensión, las pérdidas de potencia y la falta de capacidad para suplir la creciente demanda [7], así como también las sobrecargas en los transformadores y los niveles de confiabilidad inapropiados. A esto hay que agregar que la configuración típica de las redes de potencia en general, dispone que los centros de generación se encuentren distantes de los centros de carga [8], provocando de esta manera posibles conflictos de estabilidad a escalas superiores.

La implementación de centros de generación de energía eléctrica en diversos puntos de una red de distribución se conoce como Generación Distribuida (GD) [9]. Mientras que la correcta ubicación y dimensionamiento de la mencionada planta es de gran importancia para la obtención de resultados positivos respecto al buen funcionamiento de la red de distribución [10].

La planificación e implementación de una planta de generación FV conlleva no sólo un estudio de dimensionamiento relacionado con la carga a suplir de energía, sino también uno referente a su óptima localización en la red [11]. Si se llegara a instalar una planta fotovoltaica (FV) en alguna ubicación inadecuada,

podría conllevar a un deterioro del perfil de voltaje en los nodos (BUS), debido a la pérdida de energía activa que implica el aumento en la relación R/X de las líneas de distribución [12].

La localización de una planta de generación distribuida, es un tema de mucho interés y grandes beneficios, por lo que, de manera continua, se han realizado varios estudios referentes al planteamiento de diversos métodos de optimización. Entre estos análisis podemos contar algoritmos como: Machine Learning [12], Polinización de la Flor [13], Optimización de Enjambre de Partículas (PSO) [14], Evolutionary Programming [15], entre otros.

En el presente estudio se hará uso de un algoritmo evolutivo diferencial, para evaluar la capacidad y ubicación óptima de una planta de generación FV sobre la base de la red de distribución radial IEEE-33, con el objetivo de mejorar el perfil de voltaje a niveles reglamentarios.

1.2. Descripción general del problema

Encontrar la ubicación óptima de un generador distribuido, es decir su punto de conexión y servicio a la red de distribución, es un tema de vital importancia. Uno de los factores a considerar al instalar un sistema de generación FV como GD, es entregar una energía de buena calidad y con eso ayudar a incrementar la estabilidad del voltaje de todo el sistema de distribución como se muestra en [16]. Los principales indicadores son las pérdidas de potencia y el nivel de voltaje entregado a las cargas, el cual debe permanecer en rangos determinados por las entidades de control [17].

Existen múltiples variables a considerar para definir la mejor ubicación de centrales fotovoltaicas, las cuales se pueden integrar en una matriz de decisión y de esta manera poder evaluar los resultados esperados. Entre las que se detallan en [18], están las que se pueden agrupar en tres modelos: pendiente del terreno, grado de irradiación solar, nubosidad, accesibilidad, disponibilidad de conexión a redes eléctricas (Modelo de Aptitud); usos de suelo, vulnerabilidad paisajística, afectación a cauces hidrológicos (Modelo de Impacto); y, el Modelo de Capacidad de Acogida, que recoge los análisis anteriores además de considerar las restricciones ambientales y urbanísticas presentes.

En el régimen ecuatoriano, tanto [5] como [19] definen los requerimientos técnicos para la factibilidad, implementación y puesta en marcha de GD, que incluyen estudios de flujo de potencia, cortocircuito, estabilidad; así como también pruebas y señales, controles, entre otras.

La presente investigación desarrolla un algoritmo evolutivo diferencial, para establecer la capacidad y ubicación óptima de GD, con el objetivo de mejorar los perfiles de voltaje y reducir las pérdidas de potencia de un sistema de distribución.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Optimizar la ubicación de generadores fotovoltaicos en redes de distribución eléctrica, utilizando un algoritmo genético, para mejorar los perfiles de voltaje y reducir las pérdidas de potencia en la red.

1.3.2. Objetivos específicos

1. **Objetivo específico 1.** Analizar el estado del arte acerca de las técnicas de optimización para la localización de generación distribuida fotovoltaica en redes de distribución eléctrica, mediante la revisión de documentos científicos, con el fin de establecer la metodología de investigación.
2. **Objetivo específico 2.** Implementar un modelo de flujo de potencia para sistemas de distribución eléctrica, mediante la selección de un método que permita evaluar los índices técnicos y reglamentarios correspondientes a su correcta operación.
3. **Objetivo específico 3.** Desarrollar un algoritmo genético para la búsqueda de la óptima ubicación de unidades fotovoltaicas a través de la selección de los parámetros pertinentes al método seleccionado.
4. **Objetivo específico 4.** Evaluar la metodología utilizada mediante el contraste de los resultados obtenidos, con los índices permitidos por la regulación local.

1.4. Metodología

Con el objetivo de desarrollar un sistema de ubicación óptima de centrales de generación distribuida, específicamente fotovoltaicas, para el mejoramiento de los perfiles de voltaje y la reducción de las pérdidas de potencia de la red de

distribución, la metodología a implementar en el presente estudio estará íntimamente ligada a los objetivos específicos descritos y sus derivaciones lógicas.

Alcance de la propuesta: Para analizar el estado del arte sobre los métodos de optimización para la localización y dimensionamiento de generación distribuida se realizará una revisión sistemática de escritos científicos, con el fin de establecer los conceptos principales y metodologías para el desarrollo de la investigación. Se realizará una búsqueda de material bibliográfico referentes al problema planteado, a través de base de datos de revistas de alto impacto o congresos técnicos lo más reciente posibles, así como también de textos académicos. Posteriormente se seleccionará la información indispensable, observando trabajos elaborados por distintos autores sobre las técnicas algorítmicas y computacionales que mayor eficiencia demuestre en la resolución del problema. Para implementar un modelo de flujo de potencia basado en las condiciones específicas de los sistemas de distribución eléctrica se procederá a seleccionar un método de análisis del flujo de potencia para redes de distribución, definiendo una arquitectura de solución que disponga de una convergencia rápida y confiable, ajustada a las características y modelos de los componentes del sistema. Con la finalidad de entrenar un algoritmo evolutivo para la detección de la mejor ubicación y capacidad de las unidades generadoras fotovoltaicas. Se organizarán y codificarán los datos, se definirán los operadores evolutivos, para posteriormente evaluar y escoger la solución óptima definitiva, según el número de iteraciones resultantes. Para evaluar la metodología utilizada, se observarán los parámetros de voltaje y pérdidas de potencia con y sin DG, dentro de los límites establecidos por las regulaciones locales, así como también se analizará la eficiencia del modelo en cuanto a la flexibilidad y velocidad de convergencia del método planteado.

Para este trabajo tomaremos como caso de estudio el sistema de IEEE-33 (figura 1.2), con la posibilidad de insertar varios generadores de energía eléctrica de origen fotovoltaico, con diversas capacidades y ubicaciones.

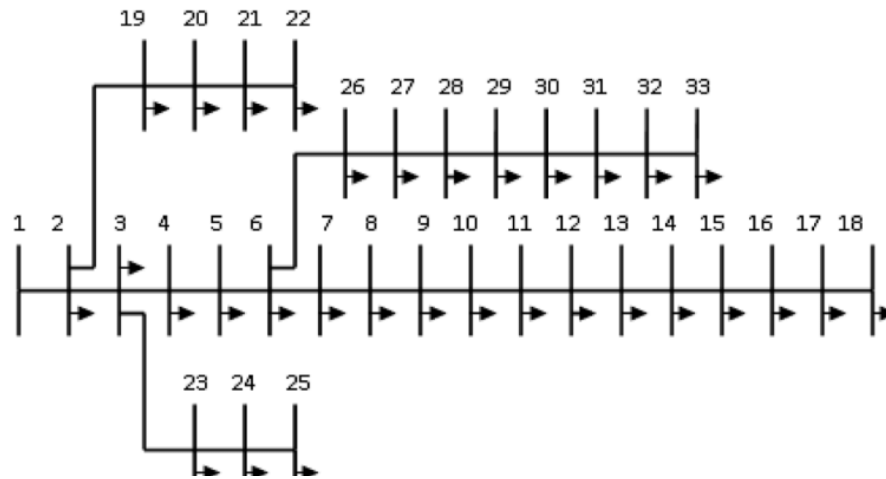


Figura 1.2: Red estándar IEEE-33 de distribución radial

1.5. Contribuciones

En la actualidad la Generación Distribuida es un método muy usado a nivel global. En el Ecuador ya tenemos la integración de generación fotovoltaica principalmente, en redes de distribución.

Planificar añadir la GD en redes de distribución extensas, se vuelve un problema de gran complejidad e imposible de resolver por los métodos tradicionales, ya que se convierte en un problema combinatorio extremadamente complejo. En estos casos se vuelve imprescindible usar métodos metaheurísticos, como lo son los algoritmos evolutivos, que en nuestro caso será un algoritmo de evolución diferencial ED, un método que dada su versatilidad y su capacidad de explorar todo el dominio en busca de soluciones óptimas globales, demuestra su eficacia en el presente trabajo.

Este trabajo presenta una herramienta para solucionar un problema de diseño actual, cuyo modelo está relacionado con la búsqueda de la ubicación óptima y el dimensionamiento de unidades generadoras distribuidas de tipo fotovoltaica dentro de la red de distribución de energía eléctrica, que permita mejorar los perfiles de voltaje del sistema que a su vez conlleva a la reducción de las pérdidas de potencia.

1.6. Organización del trabajo

Este trabajo está distribuido de la siguiente manera:

El capítulo 1 presenta el tema con su problemática, así como también, los objetivos, metodología y el aporte de este trabajo.

El capítulo 2 presenta los conceptos referentes a la generación distribuida y sus tipos dentro de las redes eléctricas de distribución, además de las facilidades, ventajas y problemas que se pueden presentar con la gestión de estos generadores en el contexto del panorama energético nacional.

El capítulo 3 se pasa revista al estado del arte, referente a la ubicación óptima de generación distribuida de diferentes tipos y sus varios métodos metaheurísticos de solución.

En el capítulo 4 se abordan las nociones y características básicas de los algoritmos evolutivos, así como se describe a detalle el algoritmo de Evolución Diferencial, haciendo un recuento de los operadores utilizados.

En el capítulo 5 se propone el modelo de optimización a utilizar, identificando la función objetivo e indicando las restricciones del problema, para describir a detalle el funcionamiento del algoritmo genético propuesto de Evolución Diferencial.

En el capítulo 6 se realiza la simulación y se examinan los resultados para los diferentes escenarios planteados.

En el capítulo 7 se realizan las conclusiones.

Capítulo 2

La Generación Distribuida: Actualidad Energética

En este capítulo se presentan las nociones de generación distribuida, los tipos de generadores y su conexión en las redes eléctricas de distribución. Además se realiza un breve repaso sobre la tecnología de conversión fotovoltaica de energía, así como se evalúan las facilidades, ventajas y problemas que se pueden presentar con la gestión de estos generadores en el contexto del panorama energético nacional.

2.1. Redes Eléctricas y Generación Distribuida

Los sistemas eléctricos de potencia hasta la actualidad han sido estructurados de forma vertical, donde la generación de la energía se la realiza de manera concentrada en centrales remotas para luego transportarla a través de líneas de transmisión extensas hacia los diferentes centros de consumo, donde, es distribuida a los usuarios mediante la transformación de los niveles de voltaje. Pese a que en sus inicios, en franca competencia con la industria del gas para proveer energía, el servicio eléctrico nació con sistemas de generación ubicados cerca del punto de uso.

Pero esta realidad ha ido cambiando debido a los adelantos tecnológicos, la liberalización del mercado eléctrico y el interés político mundial de descarbonizar el sector eléctrico mediante la inclusión en la red de fuentes de energías renovables [20]. Esta generación, que usualmente se ubica dentro de las redes de distribución o en el punto de consumo (clientes) del sistema, es conocida

como Generación Distribuida [3].

También denominada como “generación integrada” en los países angloamericanos, o “generación dispersa” en los países de América del Norte, o “generación descentralizada” en Europa y partes de Asia [3], el concepto de Generación Distribuida (GD) está íntimamente relacionado con el de Redes Eléctricas Inteligentes.

Es decir, implementar un sistema eléctrico de este tipo significa integrar dispositivos de medición inteligente con modernos sistemas de comunicación y elementos de control, con lo cual se obtienen flujos bidireccionales de energía y de información, para permitir una mayor flexibilidad y mejorar la confiabilidad de la red [21], obteniendo un diseño más horizontal como se puede observar en la figura 2.1.

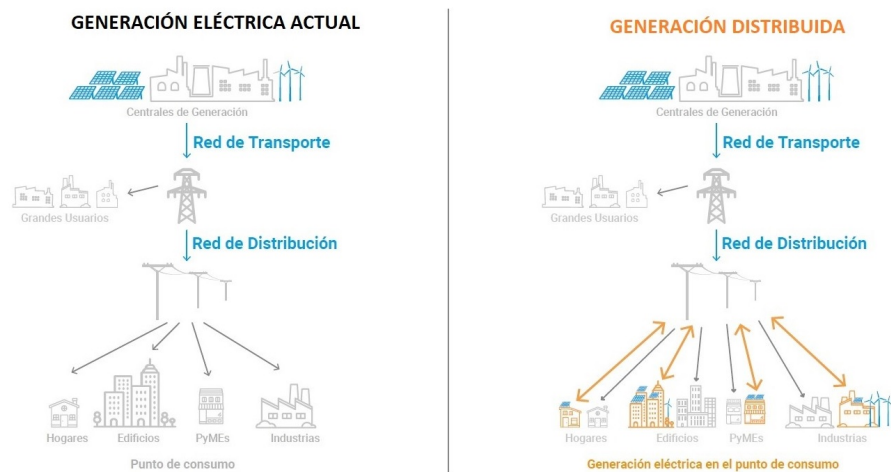


Figura 2.1: Modelos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica - Fuente: [2]

Esto implica además la aplicación de tecnologías de almacenamiento: hidro bombas, aire comprimido, baterías electroquímicas, baterías de flujo, almacenamiento por superconductores magnéticos, supercondensadores y volantes, elementos que incorporan una mayor variabilidad y dinámica en la operación del sistema [21]. Es decir, estos dispositivos afectan tanto al desempeño y al

control de las unidades generadoras convencionales como al despacho económico de las mismas.

El objetivo de conectar este tipo de generación a la red eléctrica es inyectar una fuente de energía activa [3], ya sea ésta, exclusivamente para autoconsumo o suministrando adicionalmente un excedente que no haya sido almacenado, permitiendo al consumidor percibir un beneficio económico por la venta de este sobrante, siempre y cuando la legislación lo faculte [2].

Este modelo de gestión eléctrica posibilita al cliente convertirse en lo que actualmente se denomina prosumidor o usuario-generador, quien puede producir energía eléctrica incluso permaneciendo conectado a la red.

Por consiguiente, la producción local de energía permite aliviar la cargabilidad de las líneas de distribución y reducir las pérdidas relacionadas con el transporte de energía a través de grandes distancias; lo cual deriva en la reducción de los costos ligados a la transmisión de la energía e incrementa su eficiencia. Así como también, la consecuente disminución del consumo o la inyección del excedente aumenta la vida útil de los transformadores e incluso permite conectar más usuarios ya que se disminuye la carga en estos equipos [2].

Desde otra perspectiva, la producción limpia de energía eléctrica a través de recursos renovables que mediante el uso de tecnologías con cero emisiones de gases de efecto invernadero reemplacen la generación de conversión térmica que utiliza combustibles fósiles derivados del petróleo como el carbón, gas natural, fuel oil, gasoil, y otros, trae beneficios de carácter ambiental [2].

2.2. Tipos de Generación Distribuida

Actualmente la tecnología empleada en la generación distribuida es aquella que utiliza recursos renovables para la conversión de energía eléctrica, como la luz y el calor del sol, la fuerza de viento, la caída del agua, la marea (energía del océano), la biomasa (materia orgánica) y el calor geotérmico. Estos recursos se consideran como abundantes, o en otras palabras, no están sujetos a agotamiento. Sin embargo, según la tabla 2.1, su disponibilidad y eficiencia de la conversión energética varía según su ubicación, por esta razón la capacidad y el dimensionamiento de la GD depende de su localización [3].

Tabla 2.1: Tecnologías para Generación Distribuida - Fuente: [3]

Tecnología	Tamaño típico disponible por módulo
Térmico a gas de ciclo combinado	35 a 400 [MW]
Motores de combustión interna	5 [KW] a 10 [MW]
Turbinas de combustión	1 a 250 [MW]
Micro-turbinas	35 [KW] a 1 [MW]
<i>Renovables</i>	
Pequeñas Hidroeléctricas	1 a 100 [MW]
Micro Hidroeléctricas	25 [KW] a 1 [MW]
Turbinas eólicas	200 [W] a 3 [MW]
Matrices Fotovoltaicas	20 [W] a 100 [KW]
Térmica Solar de colector central	1 a 10 [MW]
Térmica Solar de Sistema Lutz	10 a 80 [MW]
Biomasa basado en gasificación	100 [KW] a 20 [MW]
Celdas de combustible de fosácido	200 [KW] a 2 [MW]
Celdas de combustible de carbonato fundido	250 [KW] a 2 [MW]
Celdas de combustible de intercambio de protones	1 [KW] a 250 [KW]
Celdas de combustible de óxido sólido	250 [KW] a 5 [MW]
Geotérmicas	5 a 100 [MW]
Energía del océano	100 [KW] a 1 [MW]
Motor Stirling	2 a 10 [KW]
Almacenamiento de batería	500 [KW] a 5 [MW]

Muchas de estas tecnologías se pueden instalar con rapidez en el lugar destinado a la central de generación, debido a que están conformados y ensamblados por varios módulos pequeños elaborados desde las fábricas. Así, la construcción, instalación y mantenimiento de estas centrales con paneles fotovoltaicos o sistemas solares térmicos, turbinas eólicas, unidades micro hidráulicas, motores a diesel, celdas de combustible o almacenamiento de baterías demandan de menor tiempo que las grandes centrales centralizadas [3].

La capacidad de una GD está relacionada con la capacidad del sistema de distribución y su nivel de voltaje, razón por la cual, se puede decir que la máxima capacidad para este tipo de centrales eléctricas parece ubicarse en el rango de 100 a 150 [MW], llegando hasta 300 [MW]. Sin embargo, resulta sugerente o

apropiado categorizar la generación distribuida mediante las siguientes clases:

- Micro generación distribuida: 1 [W] - 5 [KW]
- Pequeña generación distribuida: 5 [KW] - 5 [MW]
- Mediana generación distribuida: 5 [MW] - 50 [MW]
- Gran generación distribuida: 50 [MW] - 300 [MW]

2.3. Generación Fotovoltaica

Se debe entender por generación de energía eléctrica de origen fotovoltaica o generación fotovoltaica, a aquella producción de energía que es obtenida por el aprovechamiento de la luz solar, que llega a placas o láminas con determinados materiales, llamados paneles solares, causando la excitación de electrones libres que circulan hacia la carga, provocando una corriente continua (CC). Si sumamos diferentes arreglos de paneles solares se obtienen capacidades de producción de energía mayor, pudiendo optar según la necesidad por niveles de tensión y corriente adecuados.

Con ayuda de la electrónica de potencia dentro de los inversores esta energía producida, se lleva a corriente alterna, que ya se la puede usar por los artefactos que usamos día a día.

Existen posibilidades de almacenar la energía producida, para que esté disponible en el momento de requerir, en sistemas de baterías. O también se pueden usar estos sistemas, para que la energía producida sea consumida en el momento.

Cuando hablamos de generación fotovoltaica, se debe mencionar varios beneficios [22] que se alcanzan con el funcionamiento de la misma, como:

- Se puede instalar en cualquier parte del mundo puesto que solo necesita la presencia de luz solar, además del área donde estarán instalados los paneles.
- Hay beneficios ambientales, pues para generar energía no emite ningún gas producto del uso de algún combustible, como lo hacen las plantas termoeléctricas.

- Es mucho más económico producir energía fotovoltaica que otros tipos de generación, puesto que no usan otro insumo más que la luz solar para funcionar.
- Al no tener partes móviles en su equipamiento, se reducen los costos de mantenimiento y esto también lleva a tener un tiempo de vida útil mayor.

2.4. Problemas en la Gestión de Generación Distribuida

Al plantear para los consumidores en general la idea que hay un beneficio económico, por el ahorro que habrá en la factura por el consumo de la energía de la empresa distribuidora, se fomenta la instalación de generadores distribuidos de diferentes capacidades en los puntos de uso. La generación distribuida tiene las condiciones para mejorar ciertos índices de operación de las redes de distribución. Sin embargo las redes de distribución han sido diseñadas para que el flujo de potencia vaya desde los transformadores hacia los puntos de consumo o cargas [23].

Al llegar a esta situación, de alta penetración de GD, en redes secundarias, se alteran las condiciones de diseño originales. Esto conlleva a la necesidad de analizar desde las empresas de distribución los mecanismos para que no se afecten principalmente los índices de servicio, como el voltaje, el cual debe estar en valores dentro de una banda que se establece desde los organismos de control. Por esto se debe asegurar, al menos en los momentos críticos de GD fotovoltaica, cuando hay mayor irradiación, que existe un control eficiente de los valores de tensión de la red secundaria en los puntos de conexión de este tipo de plantas de generación. Por tanto, si se diseña e instala cada GD, como aislado e inocuo para la red secundaria se está cometiendo un error. Debe tener cada GD, inversores con la capacidad de interactuar con los demás actores de la red, de manera automática o gestionada remotamente, por el distribuidor.

Uno de los problemas de la GD, es tener una infraestructura adecuada para tener una comunicación eficiente, con esto integrar todos los actores y poder gestionar de manera óptima en tiempo real la red.[24]. En el artículo [23] los autores plantean un algoritmo de optimización para obtener los mejores seteos de los inversores de generadores distribuidos FV, que estuvieran presentes en la misma red secundaria, para que el voltaje esté en valores adecuados. Para esto

consideran un seteo manual del tap del transformador, tomando medición de los niveles de voltaje en el punto de conexión de cada GD.

2.5. Panorama nacional de la Generación Distribuida

El estado ecuatoriano en su Plan Maestro de Electricidad 2018-2027 [25], vigente actualmente, en el capítulo referente a la expansión de la generación, menciona como una de sus estrategias, dar impulso a la generación distribuida, con especial énfasis en centrales mini y micro hidroeléctricas, así como de otras fuentes de energía renovable no convencional.

Por esto, la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables ha emitido resoluciones de regulación [26] para implementar las centrales de generación distribuida en el Ecuador. Incluyendo en las mismas a los actores de estos sectores como son las empresas de distribución y las empresas que hagan uso de la posibilidad de implementar la generación para autoconsumo.

Se plantea la posibilidad para los generadores de autoconsumo, en el caso de tener producción excedente, ésta sea inyectada a la red de distribución y con el uso de contadores de dos vías, registrar la energía entregada y la energía consumida respectivamente. En el caso de tener saldo a favor del autogenerador sea descontada de la factura del mes inmediato siguiente, esto durante un lapso de 24 meses, luego de ese tiempo la cuenta se setea a cero nuevamente.

En el caso de las centrales de generación distribuida fotovoltaicas, en [20] hacen un estudio de factibilidad técnica y económica para la ciudad de Quito, dando como resultado que están en mejor condición de implementar este tipo de generación para autoconsumo los consumidores comerciales y no así los industriales, ya que el costo nivelado unitario de la electricidad GD- FV esta en 0.12 [USD/KWh], y los costos fijos más variables del costo final de suministro están en 0.09 y 0.15 [USD/KWh] para industriales y comerciales respectivamente. Si se plantean políticas de incentivos tarifarios para los que implementen estas soluciones ayudará a que se incrementen los proyectos de este tipo.

Capítulo 3

Ubicación óptima de generación distribuida: Revisión del estado del arte

En este capítulo se describe el estado del arte referente a la ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida, de diferentes tipos y sus distintos métodos de solución. Se analizarán alternativas relevantes e idóneas referente al desarrollo del perfil de voltaje de las redes de distribución. Este trabajo se centrará en el uso de generadores distribuidos fotovoltaicos como solución.

3.1. Estado del Arte

Como se ha planteado previamente, la conexión de manera directa en el punto del consumidor o a la red de distribución en la instalación y operación de unidades de generación de energía eléctrica se conoce como generación distribuida [3]. Encontrar la óptima y estratégica ubicación de la GD y su dimensionamiento adecuado se torna en un problema complejo y desafiante, debido a que es posible reducir las pérdidas de energía del sistema y mejorar sus perfiles de voltaje, así como también la confiabilidad, la regulación de voltaje y los problemas de calidad de la energía, lo cual por otro lado, también puede contraer impactos negativos [27], razón por la cual se usan métodos metaheurísticos para hallar la mejor solución.

Diversos estudios basados en la optimización de la localización de la GD

contemplan a su vez el dimensionamiento de la unidad generadora, considerando funciones de carácter multiobjetivo que combinan principalmente el mejoramiento de los perfiles de voltaje con otro tipo de beneficio para la red como la reducción de los desperdicios de potencia, minimizar los costos en la instalación de las unidades, la reducción de los efectos contaminantes, la minimización de la distorsión armónica total (THD) o la optimización de los factores de potencia.

Muchos autores también analizan la utilización de centrales de generación híbridas, que combinan orígenes de energía renovables como la fotovoltaica principalmente, junto con otras de tipo eólica, celdas de combustible, etc. Incluso hay modelos que toman en cuenta la naturaleza estocástica de los recursos como la radiación solar y las velocidades del viento [27], en aras de obtener un desempeño confiable ajustado a la realidad. Es así que en [13], los autores plantean obtener la óptima ubicación de una GD de tipo fotovoltaica, por medio del algoritmo evolutivo de polinización de la flor, planteando como restricción las pérdidas de potencia y observando que no se perjudique el voltaje de la red, además de considerar que el tamaño de la planta puede influir en la presencia de sobrevoltajes. La solución al problema planteado se basa en la simulación y la comparación de resultados.

En [12], se plantea ubicar la GD de manera óptima para alimentar a cargas variables en el tiempo y propone una solución que no perjudique el perfil de voltaje. El método de solución usado es el de Inteligencia Artificial (IA), para esto emplean la información histórica desde 10 años atrás, para hallar la solución sobre una red IEEE-14. Con este método la respuesta propuesta obtiene una variación del voltaje no mayor del 2%. En [6] usan un algoritmo metaheurístico denominado Equilibrium Optimizer, para encontrar la ubicación óptima de una GD Fotovoltaica para mejorar el perfil y reducir las fluctuaciones de voltaje de una red de distribución, La solución propuesta es comparada con una simulación de software.

En [9] los autores plantean reducir las pérdidas de potencia y mejorar la estabilidad de voltaje por medio de la óptima ubicación de GD. Para esto usan un BPSO - SLFA, (Algoritmo de Optimización de Enjambre de Partículas y del Salto de la Rana). Teniendo como restricción en este caso que los niveles de tensión no vayan fuera de una franja con un valor mínimo y un valor máximo. La solución propuesta se simula sobre las redes IEEE-33 y IEEE-69, con generadores simples y múltiples. En [11] los autores plantean obtener la óptima ubicación de GD para mejorar el perfil de voltaje y minimizar las pérdidas de potencia, sobre una red IEEE-30. No se colocan restricciones de cantidad ni de tamaño de

la GD. Para hallar la solución óptima usan el algoritmo de colonia de hormigas. Para comprobar la solución hallada, proponen simular y comparar, los valores de la red de distribución antes de ubicar la GD, con la GD ubicada al azar y con la ubicación óptima de la GD hallada por medio del algoritmo.

En [28] se plantea encontrar la ubicación óptima de GD tomando como función objetivo la estabilidad del voltaje y que la temperatura de operación este entre los límites permitidos. Se imponen las restricciones de voltaje de las barras dentro de límites de operación y de la temperatura de los conductores, determinada a través de la corriente máxima permitida. Se planea trabajar con el algoritmo Híbrido del vuelo de la libélula, y el resultado se comprueba mediante la comparación de otras simulaciones usando los algoritmos: Algoritmo Genético (AG), Enjambre de partículas (PSO), Vuelo de la libélula. El caso de estudio para estos métodos es IEEE-15 y PG y E 69.

En [8] los autores plantean encontrar la ubicación óptima de GD usando el caso de estudio el IEEE-33, simulado en PSAT de MATLAB, con Flujo de Potencia continuo, teniendo como función objetivo la estabilidad de voltaje. Para esto se simula varios escenarios. Sin GD, con GD de naturaleza solar, eólica, e híbrida (solar-eólica y celdas de combustible). Obteniendo la ubicación óptima por la caída de tensión máxima, en las simulaciones.

En [29] los autores plantean encontrar la ubicación óptima de GD usando el algoritmo de multiverso, con un caso de estudio del sistema IEEE-33. Para esto se plantean las restricciones de flujo de potencia en las líneas y barras, el voltaje en las barras, y la corriente en las líneas. El resultado obtenido debe ser minimizar las pérdidas de potencia. Se corre el algoritmo con un GD, con dos GD, y sin GD, luego se comprueban los resultados comparando con literatura especializada sobre este tema.

En [30] los autores plantean hallar la ubicación óptima de GD usando un método numérico, con el caso de estudio IEEE-30. La función objetivo es minimizar los desperdicios de potencia activa y mejorar los niveles de tensión en barras. Se plantean las restricciones de potencia para la GD y que no perjudiquen el perfil de voltaje. El resultado se obtiene corriendo flujos de potencia sin GD, se encuentran barras con bajo voltaje, luego se conectan las GD y se verifican las mejoras mediante simulación.

En [31] se plantea hallar la ubicación y dimensión óptima de GD, tomando como caso de estudio el IEEE-33 y usando un algoritmo de evolución diferencial. Las restricciones son para la potencia de la GD y que no se perjudique el nivel de tensión de las barras. La función objetivo es minimizar los desperdicios de potencia y mejorar el voltaje. La solución propuesta se basa en comparar di-

ferentes escenarios como son: que todo el sistema de 33 barras esté conectado a power grid además con 1, 2, 3 GD. Escenario 2 que el sistema se divida en dos zonas aisladas y sólo esté conectado un GD en cada sección. Escenario 3 que el sistema se divida en 3 zonas aisladas con 3 GD. Luego de esto se comparan los resultados de los escenarios.

En [27], se busca la mejor ubicación y el dimensionamiento de unidades generadoras eólicas, solares y celdas de combustible en un sistema de distribución mediante el algoritmo de optimización de enjambre de partículas (PSO), cuya formulación es multiobjetivo puesto que busca la minimización de la Distorsión Armónica Total (THD), de las pérdidas totales de energía, del costo total de las unidades de GD (incluyendo inversiones, costos de reemplazo, operación y mantenimiento) y de las emisiones de gases de efecto invernadero. Lo novedoso aquí es la inclusión, además del modelo de generación, del modelo de carga en el sistema de distribución, al considerar el crecimiento de la carga y diferentes tipos de cargas, tanto lineales como no lineales. Para esta demostración se utilizó el sistema de prueba de 31 buses, hallando que se logra reducir las emisiones de gases que llevan al efecto invernadero de manera significativa. Así como también, se puede observar que se deben agregar unidades GD en algunos años para establecer el voltaje dentro de las fronteras permitidas.

En [32] también se busca integrar de manera óptima diferentes fuentes de generación distribuidas que de forma simultánea se conecten a la red de distribución, utilizando un algoritmo de evolución diferencial que determine la ubicación, el tamaño y la configuración del factor de potencia para cada generador minimizando las pérdidas de la red y maximizando esta integración. Se analizaron varios casos de estudio, comparando los resultados con otros métodos como la Analítica Mejorada, la Optimización de Enjambre de Partículas por Factor de Constricción, el Ajuste Heurístico de Curvas y la Colonia de Abejas Artificiales; considerando niveles de carga y de generación tanto constantes como variables, sea en la etapa de planificación o de operación en tiempo real, lo cual demostró la eficacia del algoritmo de evolución diferencial sobre la base de la reducción de perjuicios de potencia de la red.

El algoritmo en [33] se enfoca en la minimización de la pérdida de potencia activa y la mejora del perfil de voltaje en la red de distribución, utilizando una técnica mixta llamada Optimización de Enjambre de Partículas Mixtas (MPSO), que utiliza la Optimización de Enjambre de Partículas Binarias para identificar la configuración óptima de la red y los algoritmos de Optimización de Enjambre de Partículas (PSO) convencionales para resolver los problemas de ubicación y dimensionamiento de la Generación Distribuida (GD). Para este análisis

se utilizaron dos sistemas: el bus IEEE-33 y el bus IEEE-69, para tres escenarios de carga diferentes.

La minimización de las pérdidas de energía y el mejoramiento de la estabilidad del voltaje son las funciones objetivo del método de optimización utilizado en [9] para detectar la ubicación y el tamaño óptimos de los GD, que se basa en simular y probar un flujo de potencia óptimo en dos sistemas: el bus IEEE-33 y el bus IEEE-69, mediante Algoritmos de Enjambre de Partículas Binarias y Salto de Rana Aleatorio (BPSO - SLFA). En [12] se propone un esquema basado en el aprendizaje automático (Machine Learning) para encontrar la ubicación óptima de las unidades de GD en el bus de una red de distribución que también considera la disminución de las pérdidas de potencia activa y el mejoramiento del perfil de voltaje del bus, pero evaluado en el sistema de bus de prueba IEEE-14. En este modelo, la dinámica de la carga de la red es pronosticada a partir de algunos años anteriores al considerar las características de carga mediante el modelo de regresión del enfoque de aprendizaje automático con respecto a los vecinos k -más cercanos.

En [34] el principal objetivo es la minimización del costo operativo total del sistema de distribución mientras se considera minimizar la pérdida de potencia activa total, la desviación de voltaje de las barras de carga, el costo de las unidades de GD y las emisiones, al convertir la función multiobjetivo en una función de objetivo único de coeficiente mediante diferentes restricciones. Mediante un par de modificaciones en un algoritmo de Optimización de Llama de Polilla (MMFO) se buscó mejorar el balance de exploración y explotación para superar las deficiencias del algoritmo de llama de polilla original. Este modelo se aplicó al sistema de distribución de prueba bus IEEE-69, así como también se realizó comparación con otros algoritmos publicados. Por otro lado en [35] se utiliza un método de Optimización de Enjambre de Partículas (PSO) ajustada evaluado en un sistema de prueba IEEE-33, IEEE-69 y una red real de 54 barras de Malasia y comparando con otros algoritmos. En [30] el principal objetivo es encontrar no solo el tamaño y la ubicación óptima, sino también el número y el tipo de GD en el sistema de prueba IEEE-30, con el fin de mejorar los niveles de tensión y reducir las pérdidas de potencia de la red de distribución.

Capítulo 4

Algoritmos Evolutivos

En este capítulo se abordan las nociones y características básicas del Algoritmo Evolutivo (AE), así como también su estructura y operadores.

4.1. Definición

Los Algoritmos Evolutivos (AE) son técnicas metaheurísticas computacionales de optimización, que tienen como referencia el desarrollo de las especies en la naturaleza, para solucionar problemas de gran complejidad. En la naturaleza funciona de esta forma: en un determinado momento se tiene una población de una especie, en condiciones limitantes, los que mejor se adaptan a esas restricciones (falta de alimento, clima, etc), llevarán a crear la siguiente generación de individuos. Las nuevas poblaciones tendrán asimismo que luchar entre sí para que sigan los mejores. En el algoritmo evolutivo, dada una función a maximizar/minimizar, e identificando las restricciones, se genera una población de posibles soluciones al azar, que también se los llama cromosomas y están conformados por datos que en la mayoría de casos son binarios [36]. De estos a los mejores individuos, se los recombina, y dan como resultado nuevos individuos que mantienen lo mejor de sus predecesores. A otros pocos individuos se les realiza una mutación y pasan a formar parte de los candidatos, de la nueva población. Los que son producto de la recombinación y de la mutación pasan a ser evaluados y compiten con la población anterior para escoger a los mejores. La nueva generación está formada por los mejores de entre todos. Estas iteraciones se repiten hasta que se evalúan todas las posibles soluciones y se obtiene la solución óptima o se cumple el criterio de parada.

Las variantes más usadas de los AE son:

- Algoritmos Genéticos (AG)
- Evolución Diferencial (ED)
- Enjambre de partículas (PSO)

4.2. Algoritmo de Evolución Diferencial

El algoritmo de Evolución Diferencial (ED) fue desarrollado por Storm and Price, en 1997 [37]. Es un algoritmo versátil y eficaz, para hallar soluciones óptimas a diferentes problemas, teniendo muchas áreas de investigación y/o aplicación. En el algoritmo de ED, al igual que los AE, se parte de una representación de las posibles soluciones, por medio de vectores. En el algoritmo de ED se hace una mutación diferencial de la población, para luego recombinar y llegar a la selección de una nueva generación de la población. Esta secuencia se realiza en varias iteraciones, hasta encontrar una solución. En algunos casos se trabaja con un número fijo de iteraciones o con algún criterio de parada, como puede ser porcentaje de error, tolerancia, etc.

El rendimiento del algoritmo de ED se basa en dos aspectos principales: la estrategia de mutación y los factores de control. Hablando de la manera en que se realiza la mutación en [38] los autores hablan de varios estudios realizados para mejorar el desempeño del algoritmo a través de la mutación diferencial con presión de selección, mutación diferencial con perturbaciones, y técnicas de adaptación del operador. Al mejorar la mutación de todos los individuos de la población se mejora también la exploración de soluciones óptimas globales y no solo de soluciones locales. Respecto a los factores de control dependen del tamaño de la población N_p , a la tasa de recombinación GR , y al factor de escalamiento F .

4.2.1. Operadores del Algoritmo

Inicialización

La población inaugural se genera de forma aleatoria, como vectores de números reales, considerando los valores límites superior e inferior de cada variable.

$$X_{p,m}^1 = X_m^{min} + rand[0,1] \cdot (X_m^{max} - X_m^{min}) \quad (4.1)$$

Donde:

- $X_{p,m}^1$: es un vector población de la primera generación,
- p : es la ubicación del vector dentro de la matriz y puede tomar un valor de 1...NP.
- NP : es el tamaño de la población.
- m : son las variables a optimizar.
- X_m^{min} : es el valor mínimo del vector población.
- X_m^{max} : es el valor límite superior del vector población.

Mutación

Se realiza al tomar tres vectores al azar X_a, X_b, X_c , y lograr N_p vectores mutados o también llamados de perturbación. Se pueden usar dos alternativas descritas a continuación:

Alternativa 1:

$$n_p^g = X_c + F \cdot (x_a - x_b) \quad (4.2)$$

Alternativa 2:

$$n_p^g = X_{best} + F \cdot (x_a - x_b) \quad (4.3)$$

Donde:

- $F[0,2]$: es Factor de escalamiento.
- X_a, X_b, X_c : son vectores diferentes entre sí.
- X_{best} : es el vector con mejor fitness.
- p : es la ubicación del vector dentro de la matriz y puede tomar un valor de 1...NP.

Recombinación

Con los vectores mutados n_p^g , y los vectores originales X_p^g , se realiza una cruce intensiva, dando como resultado los vectores de prueba t_p^g , y se obtienen como se indica a continuación.

Es $t_{p,m}^g = n_{p,m}^g$ si $\text{rand}[0,1] < \text{GR}$ ó $t_{p,m}^g = x_{p,m}^g$ en otro caso.

Donde:

- GR : es la tasa de recombinación.
- p : es la ubicación del vector dentro de la matriz y puede tomar un valor de 1...NP.
- NP : es el tamaño de la población.
- m : son las variables a optimizar.

Selección

Se realiza por medio de la comparación de las aptitudes (fitness) del vector original X_p^g con el vector de prueba t_p^g . El vector de la siguiente generación será el que tenga el mejor fitness. Si $\text{fitness } t_p^g < \text{fitness } X_p^g$ es igual a $X_p^g + 1 = t_p^g$, en cualquier otro caso será x_p^g .

Los pasos del algoritmo de Evolución Diferencial (ED), se repiten hasta que se llegue a una solución óptima, o se cumpla alguna de las condiciones de parada fijadas como por ejemplo cantidad máxima de iteraciones, margen de error, o alguna condición especial, como se puede ver en el diagrama de pasos de la figura 4.1.

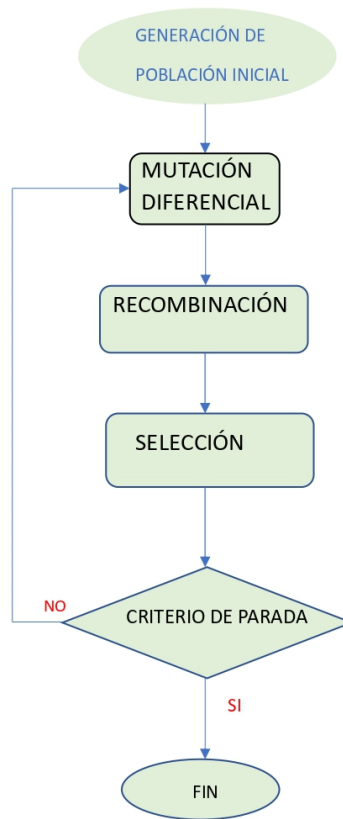


Figura 4.1: Diagrama de pasos del Algoritmo de Evolución Diferencial (ED)

Capítulo 5

Desarrollo de la Solución: Modelo de Optimización

El presente capítulo describe el planteamiento del problema de optimización, función objetivo y restricciones, así como también el desarrollo del algoritmo para hallar correcta capacidad y conexión óptima de generación distribuida fotovoltaica en redes de distribución eléctrica empleando optimización metaheurística.

5.1. Formulación del Problema

5.1.1. Función Objetivo

La función objetivo de este caso es llevar al valor mínimo la desviación del voltaje total del sistema, expresada en la ecuación:

$$\text{F.O.} = \text{mín} V_{dev} = \text{mín} \left(\sum_{i=1}^n |V_{nom} - V_i| \right) / V_{nom} \quad (5.1)$$

Donde:

- V_{dev} : determina la desviación de voltaje.
- V_{nom} : indica el voltaje nominal del Sistema.
- V_i : es el voltaje en la barra i
- n : es el número total de barras del sistema.

5.1.2. Restricciones

En la restricción planteada en nuestro caso, el voltaje en las barras está en todo momento entre los límites seteados en la tolerancia. Este límite está dado por las exigencias de las entidades de control en temas de distribución.

$$V_{min} < V < V_{max} \quad (5.2)$$

5.2. Desarrollo del Algoritmo

A continuación, se presenta la forma como se ha desarrollado el algoritmo para localizar y dimensionar de manera óptima la Generación Distribuida Fotovoltaica, tomando como base la red radial IEEE-33. Con la ayuda del diagrama de pasos de la figura 5.1, se explican los pasos a seguir.

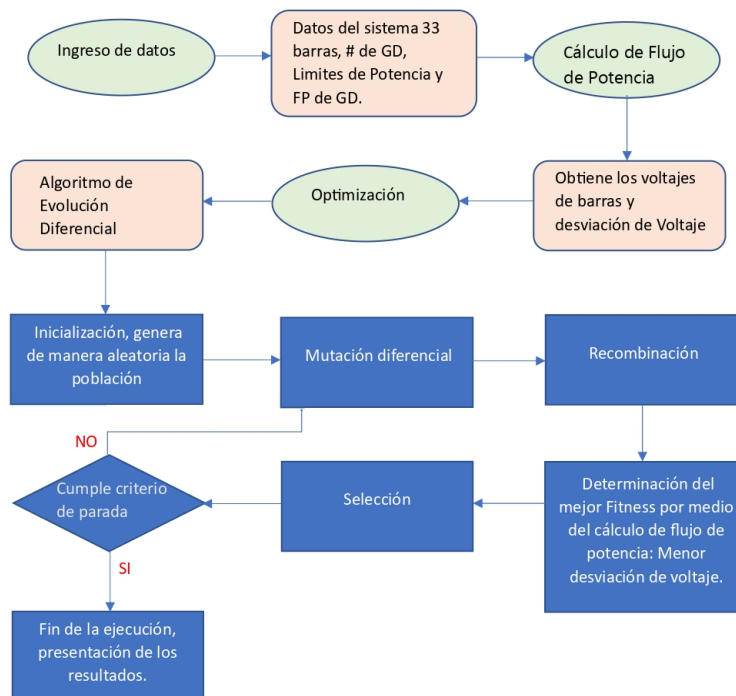


Figura 5.1: Diagrama de pasos del algoritmo propuesto

5.2.1. Ingreso de Datos

Para inicializar el algoritmo es necesario ingresar los datos del sistema de prueba. Se ingresan los datos de voltaje nominal de distribución, la potencia activa y la potencia reactiva (Anexo B 3 4) de cada una de las barras, las impedancias de las líneas (Anexo A 1 2), tolerancia de desviación de voltaje. También se ingresan datos de los generadores distribuidos, como cantidad de unidades, potencia nominal y factor de potencia.

5.2.2. Flujo de Potencia

Como segundo paso tenemos el cálculo del flujo de potencia, utilizando el método de Gauss Seidel, para tener los voltajes reales en cada una de las barras y con esto obtendremos las caídas de tensión y la desviación de los niveles de tensión del sistema. El cálculo del flujo de potencia nos permitirá hacer una comparación al final, para comprobar que hemos minimizado la función objetivo, en nuestro caso reducir la desviación de voltaje del sistema, por medio de la localización óptima de la generación distribuida.

5.2.3. Optimización

El algoritmo recibe información relevante referente a los generadores como: la cantidad de GD que se van a instalar (NR), la capacidad máxima y el factor de potencia.

Cada vector que es parte de la población se compone de tres partes: ubicación, capacidad y factor de potencia. Por ejemplo, si tenemos que el número de generadores (NR) es 3, el vector tendrá una longitud de $[(3 \cdot NR), 1]$ donde las 3 primeras filas indican las ubicaciones de los GD, las siguientes 3 representan las capacidades de los generadores y las últimas 3 filas representan los factores de potencia figura 5.2(a). Esa información llevada a la red de 33 barras, la debemos entender como se observa en la figura 5.2(b).

Con la información ingresada el código genera de manera aleatoria una cantidad de vectores N_p , que son posibles soluciones y a la vez son la primera población. Con el uso de una función para el cálculo del fitness (flujo de potencia) se verifica la desviación de voltaje y la pérdida de potencia ocasionado por cada vector perteneciente a la población, de esta manera se va calificando cada posible solución. Luego, con el uso del operador de mutación se toman de manera aleatoria dos vectores de la población y se le realiza la mutación dife-

rencial (alternativa 2, sección 4.2.1), para que sea un posible nuevo vector de la población. Con estos vectores mutados y la población actual se procede a realizar una cruce intensiva, para evaluar nuevamente el fitness y que las posibles soluciones con las mejores condiciones sean seleccionados como una nueva generación.

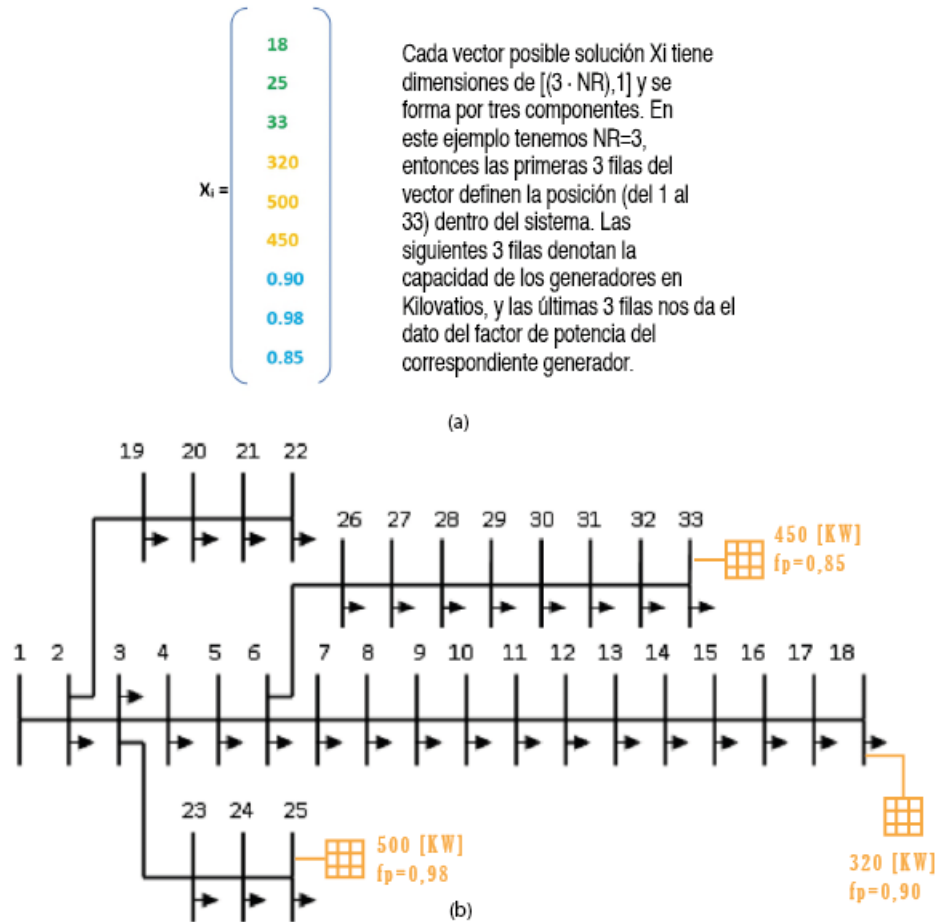


Figura 5.2: (a) Composición de los vectores de la población; (b) Correspondencia física de la información del vector solución en la red de 33 barras

Este proceso se rehace hasta que se llegue a la cantidad de iteraciones o algún margen de tolerancia para el mejor individuo de la última generación. El resultado nos indica la ubicación, capacidad y factor de potencia de cada GD.

Capítulo 6

Análisis de resultados

En este capítulo se aborda la simulación de los diferentes escenarios planteados utilizando el método de optimización propuesto sobre la base del sistema de prueba IEEE-33. Preliminarmente, se identifican los puntos vulnerables de la red original, asociados con los perfiles de voltaje, luego se analizan los resultados obtenidos mediante la optimización diseñada en la sección 5, identificando las mejoras en las diferentes desviaciones de voltaje mientras se observan las consecuentes disminuciones de las pérdidas de potencia.

6.1. Resultados Generales

6.1.1. Escenario Principal: Sistema original IEEE-33 barras sin GD

Se considera el sistema de prueba IEEE-33 de la figura 6.1, sin conexión de generación distribuida alguna. Esta red es de tipo radial, con una tensión de 12,66 [KV], cuyas cargas activas totales se calculan en 3,715 [MW], mientras que las reactivas totales en 2,3 [MVAR].

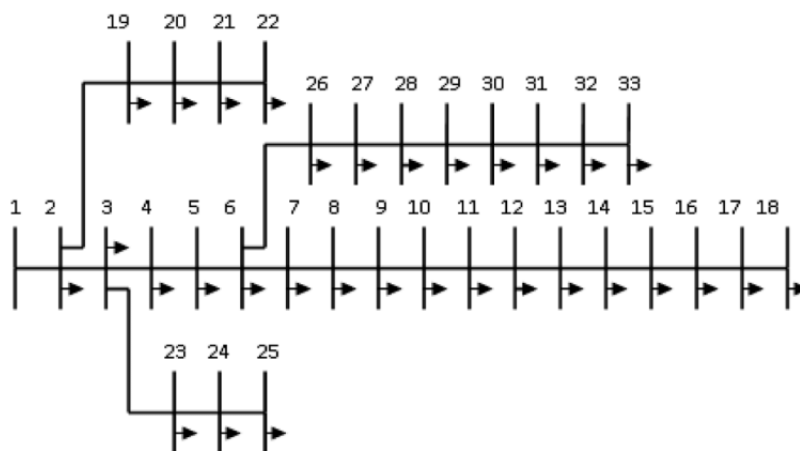


Figura 6.1: Sistema Radial IEEE-33 original

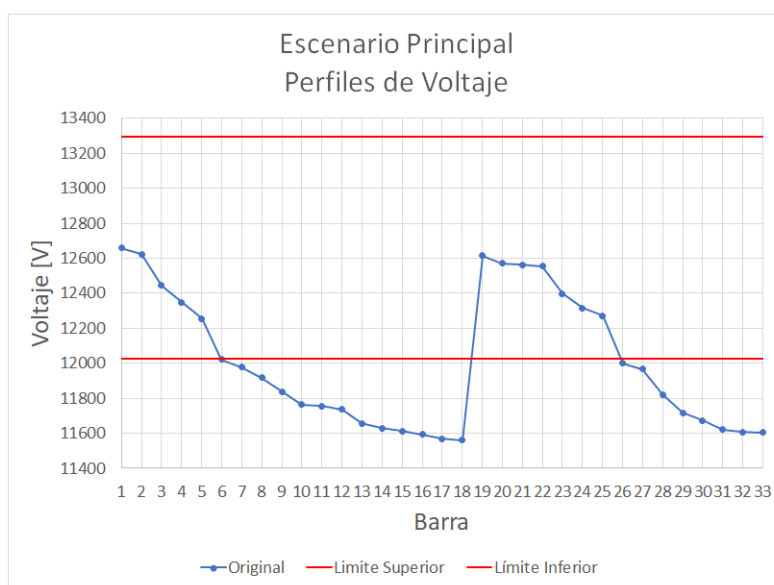


Figura 6.2: Perfil de tensión del sistema original

Según se puede apreciar en la figura 6.2, en el sistema de prueba aparecen problemas de tensión a lo largo de los dos ramales radiales que se abren a partir de la barra 6, cuyos valores se registran por debajo del límite permitido, con desviaciones de potencial mayores a 0,08 [pu]. En el ramal 7 a 18, los nodos más críticos son el 14, 15, 16, 17, 18; mientras que, en el ramal 26 a 33, las barras más críticas son la 31, 32 y 33; siendo la barra 18 el nodo con mayor desviación de voltaje (0,0869 [pu]).

Así mismo, los desperdicios de potencia activa del escenario principal se calculan en 202,49 [KW], con una desviación de voltaje total del sistema de 1,7[pu].

6.1.2. Escenario 1.- Ubicación de 3 GDs: con criterio técnico y mediante método de optimización.

En este escenario se analiza el efecto de conectar 3 generadores distribuidos al sistema de prueba. Por un lado, estos generadores se consideran de similar capacidad y factor de potencia cuya ubicación está basada en criterios técnicos, para comparar resultados contra la ubicación y capacidad recomendada por el algoritmo de optimización.

Para ubicar los 3 GD fotovoltaicos de similares características y de forma técnica se tomaron las siguientes consideraciones:

Barra 18: Barra final del ramal 7 a 18, con la mayor desviación de voltaje (0,0869 [pu])

Barra 25: Barra final del ramal 23 a 25, con la mayor carga activa (420 [KW])

Barra 33: Barra final del ramal 26 a 33, con la mayor desviación de voltaje (0,0834 [pu])

Cabe indicar que la capacidad y factor de potencia para los 3 GD fotovoltaicos es de 500 [KW] y 0,90 respectivamente. La figura 6.3 muestra el punto de conexión de los generadores tanto de manera técnica como de la forma optimizada.

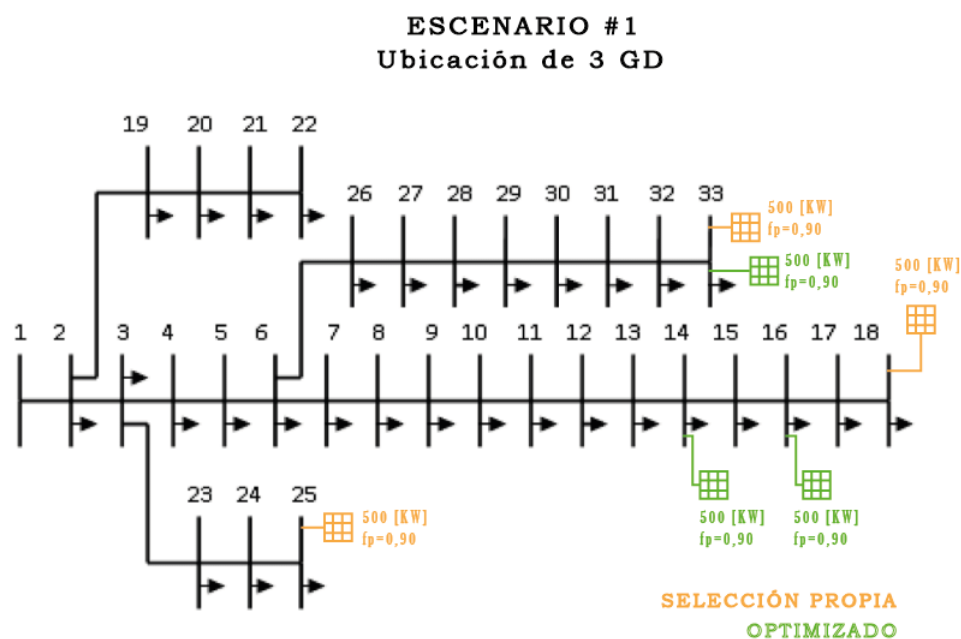


Figura 6.3: Sistema Radial IEEE-33 con 3 GD similares ubicados con criterio técnico y mediante método de optimización

Según se puede observar en la figura 6.4, con la selección propia de la ubicación de los 3 GD (en barras 18, 25 y 33) se logró mejorar de manera general los perfiles de tensión, estableciéndose dentro de los niveles permitidos. Como consecuencia de esto, la desviación del voltaje pasa del 1,7 [pu] inicial al 0,8054 [pu] y las pérdidas de potencia disminuyeron de 202,49 [KW] a 62,86 [KW].

Adicionalmente, la barra 30 se convierte en el nodo con mayor desviación de voltaje (0,0421 [pu]).

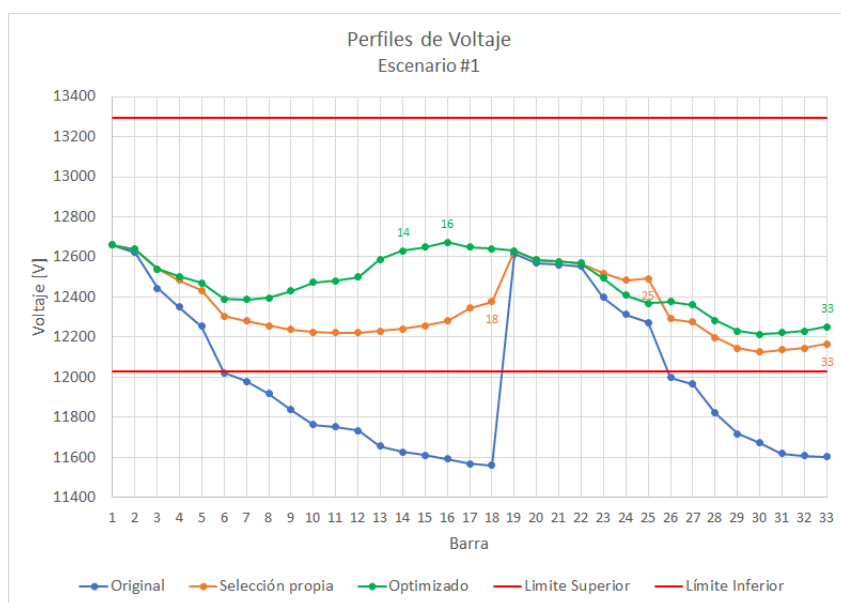


Figura 6.4: Perfil de tensión del sistema con 3 GD similares ubicados con criterio técnico y mediante método de optimización

En cambio, para el caso de la localización mediante el algoritmo de optimización, la desviación disminuyó a 0,4971 [pu], con unas pérdidas de potencia de 61,25 [KW]. La ubicación óptima de los 3 GD fotovoltaicos realizada por este método se definió en las barras 14, 16 y 33, como se puede ver en las figuras 6.3 y 6.4. En la tabla 6.1 se hace una confrontación de los resultados del escenario 1, usando criterio técnico y usando la optimización de ubicación.

Tabla 6.1: Resultados del escenario #1

Datos-Impacto	Criterio técnico	Ubicación optimizada
Cantidad Generadores	3	3
Ubicación	18; 25; 33	14; 16; 33
Capacidad [KW]	500; 500; 500	500; 500; 500
Factor de Potencia	0,9; 0,9; 0,9	0,9; 0,9; 0,9
Desviación de Voltaje [pu]	0,8054	0,4971
Pérdidas de potencia [KW]	62,86	61,25

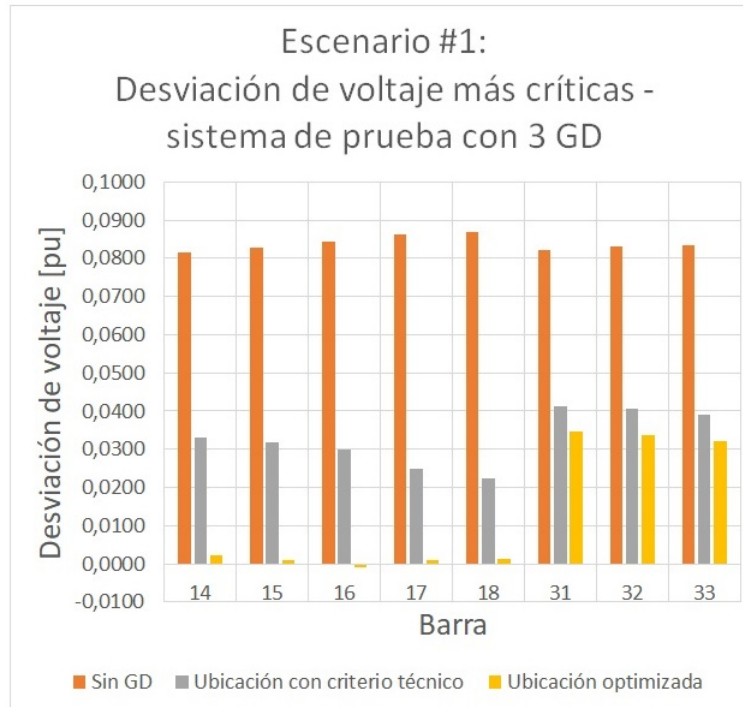


Figura 6.5: Desviación de voltaje más críticas en los nodos del sistema en el escenario #1

Adicionalmente en la figura 6.5, con la ubicación optimizada de los GD, se puede observar el mejoramiento de los valores de tensión en los nodos más críticos, donde la desviación de voltaje era mayor al 0,08 [pu] cuando no se conectaba GD alguno.

En las barras correspondientes al ramal 26 a 33, la desviación de voltaje se ubicó en menos de la mitad con respecto al valor original, debido a que se conectó un GD en la barra 33. Mientras que, en los nodos del ramal 7 a 18 la desviación llegó a prácticamente 0 [pu], puesto que se ubicaron dos GD: uno en la barra 14 y otro en la 16. Las barras con mayor desviación ahora se encuentran entre los nodos 29 al 33, siendo el nodo 30 el de mayor desviación pero con 0,0352 [pu].

6.1.3. Escenario 2.- Ubicación y Capacidad de 3 GD: mediante método de optimización.

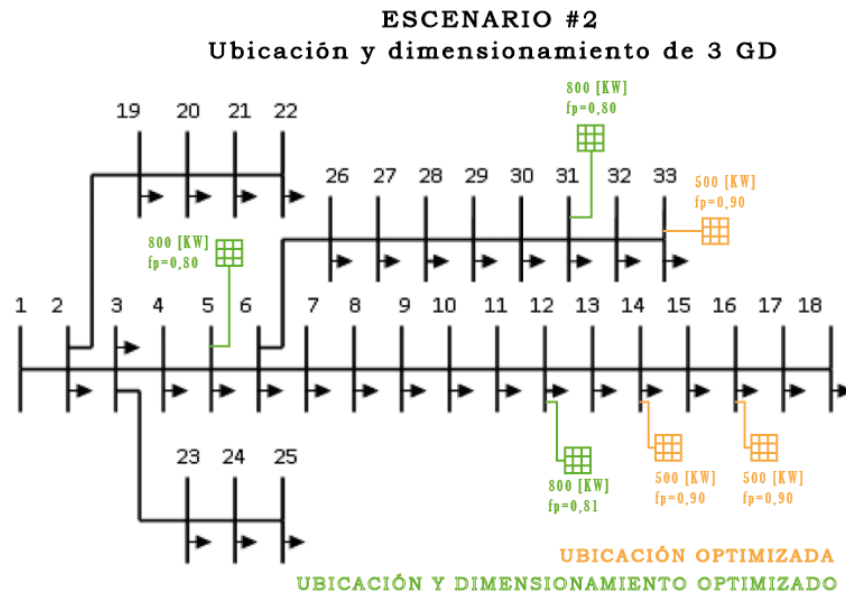


Figura 6.6: Sistema con 3 GD ubicados y dimensionados mediante método de optimización

En este escenario se analiza el efecto de conectar 3 generadores distribuidos al sistema de prueba, cuya ubicación y dimensionamiento son seleccionados mediante el algoritmo de optimización y están sujetos a un rango de operación. En la figura 6.6 se puede ver la conexión de los GD al interior del sistema IEEE-33, cuando optimizamos solo la ubicación y cuando se optimiza la ubicación y la dimensión.

Cabe indicar que, el dimensionamiento de los 3 GD fotovoltaicos es seleccionado dentro de un rango de operación de capacidad entre 300 y 800 [KW] y factor de potencia entre 0,8 y 1. En la figura 6.7 se puede observar que al incorporar la dimensión de las unidades generadoras, en la selección realizada por el algoritmo, se logró optimizar aún más los perfiles de voltaje gracias a la posibilidad de incluir una mayor capacidad de generación.

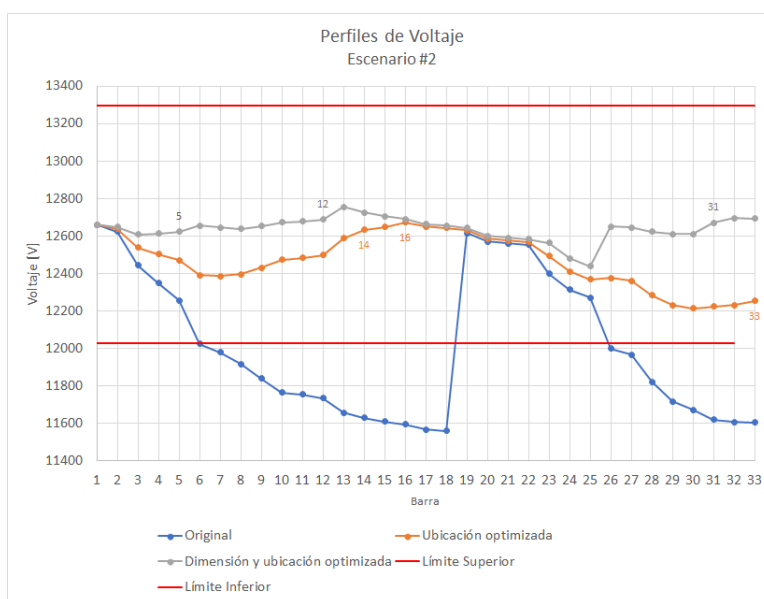


Figura 6.7: Perfil de voltaje del sistema con 3 GD ubicados y dimensionados mediante método de optimización

Con esto se obtiene una desviación que pasa de 0,4971 [pu] a 0,1152 [pu], mientras que las pérdidas de potencia disminuyeron de 61,25 [KW] a 23,42 [KW], siendo la ubicación óptima localizada en las barras 5, 12 y 31. En la tabla 6.2, se confronta los resultados de la optimización para ubicación solamente y para ubicación y dimensión.

Tabla 6.2: Resultados del escenario #2

Datos-Impacto	Ubicación optimizada	Ubicación y tamaño optimizada
Cantidad Generadores	3	3
Ubicación	14; 16; 33	5; 12; 31
Capacidad [KW]	500; 500; 500	800; 800; 800
Factor de Potencia	0,9; 0,9; 0,9	0,8; 0,8; 0,81
Desviación de Voltaje [pu]	0,4971	0,1152
Pérdidas de potencia [KW]	61,25	23,42

Con la optimización de localización y dimensionamiento, las caídas de potencial en las barras ahora pasan a estar alrededor de 0,0018 [pu], como se puede observar para los nodos más críticos según la figura 6.8.

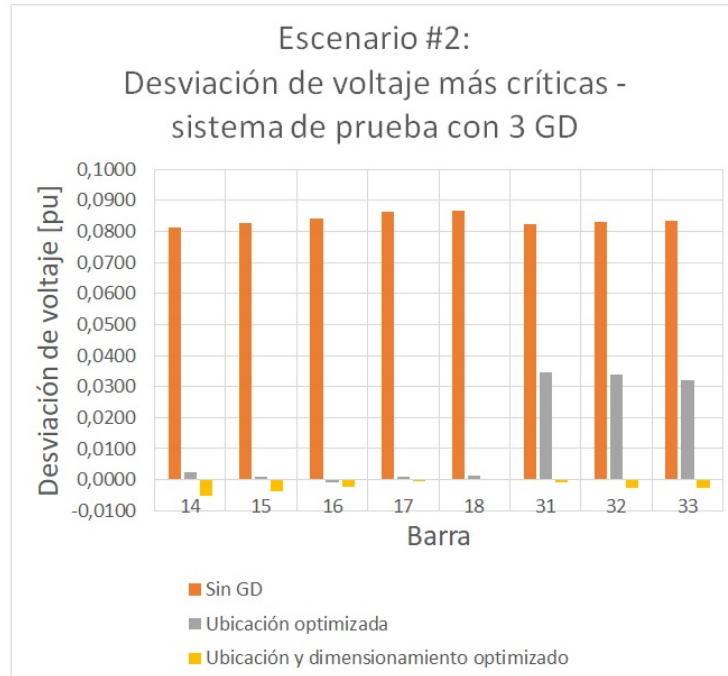


Figura 6.8: Desviación de voltaje más críticas en las barras del sistema en el escenario #2

En los nodos más críticos del ramal 26 a 33, la reducción se debe a que se ubicó un GD en la barra 31. Mientras que, en los del ramal 7 a 18, es debido a la conexión de un GD en la barra 12. Adicionalmente, la ubicación de un GD en la barra 5, que es el punto anterior en donde se bifurcan los ramales anteriormente mencionados, resultó estratégico para el algoritmo en el objetivo de conseguir el mejoramiento de los perfiles de voltaje y su consecuente reducción de las pérdidas de potencia.

La barra 25 pasa a ser el nodo con mayor caída de potencial pero con un valor de 0,0175 [pu]. Mientras que la barra 30, que era el nodo con mayor caída de

potencial (0,0352 [pu]) en el escenario anterior, ahora tiene una caída de voltaje de 0,0038 [pu] con la optimización tanto de la ubicación como del dimensionamiento de los generadores distribuidos (sujetos a un rango de operación).

6.1.4. Escenario 3.- Ubicación de 5 GD: con criterio técnico y mediante método de optimización.

En este escenario se analiza el efecto de conectar 5 generadores distribuidos al sistema de prueba. Por un lado, estos generadores se consideran de similar capacidad y factor de potencia cuya ubicación está basada en criterios técnicos, mientras que por otro, su localización se define mediante el algoritmo de optimización.

Para ubicar los 5 GD fotovoltaicos de similares características y de forma técnica se tomaron las siguientes consideraciones:

Barra 2: Barra donde inicia el ramal 19 a 22, con una desviación de potencial de 0,003 [pu]

Barra 6: Barra donde inician los ramales 7 a 18 y 26 a 33, con una desviación de potencial de 0,0503 [pu]

Barra 18: Barra final del ramal 7 a 18, con la mayor desviación de potencial (0,0869 [pu])

Barra 25: Barra final del ramal 23 a 25, con la mayor carga activa (420 [KW])

Barra 33: Barra final del ramal 26 a 33, con la mayor caída de potencial (0,0834 [pu])

Cabe indicar que, la dimensión definida para los 5 GD fotovoltaicos de similar capacidad y factor de potencia, es de 500 [KW] y 0,90 respectivamente, como lo muestra la figura 6.9, ya sean sus ubicaciones establecidas mediante criterio técnico o con el método de optimización.

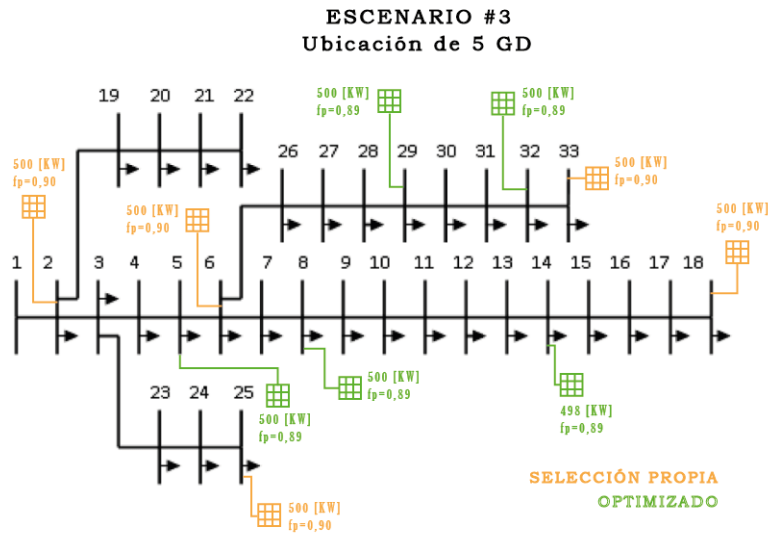


Figura 6.9: Sistema con 5 GD similares ubicados con criterio técnico y mediante método de optimización

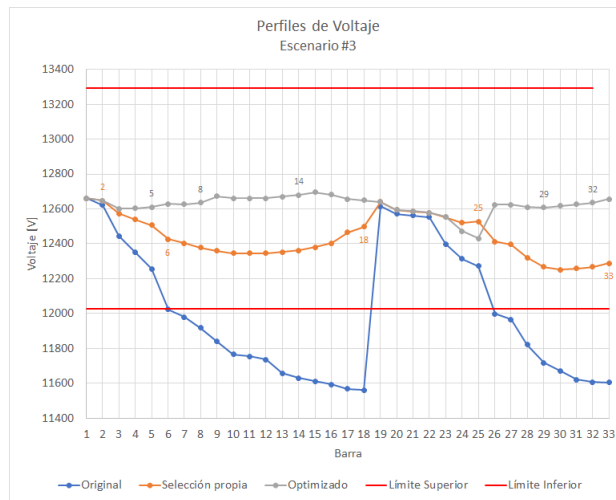


Figura 6.10: Perfil de tensión del sistema con 5 GD similares ubicados con criterio técnico y mediante método de optimización

De esta manera, según se puede observar en la figura 6.10, con la selección propia de la ubicación de los 5 GD (en barras 2, 6, 18, 25 y 33) se logró mejorar de manera general los valores de tensión, estableciéndose dentro de los niveles permitidos. Como consecuencia de esto, la desviación del voltaje pasa del 1,7 [pu] inicial al 0,5784 [pu] y las pérdidas de potencia disminuyeron de 202,49 [KW] a 38,81 [KW].

Adicionalmente, la barra 30 es el nodo con mayor desviación de voltaje (0,0323 [pu]).

En cambio, para el caso de la localización mediante el algoritmo de optimización, la desviación disminuyó a 0,1125 [pu], con unas pérdidas de potencia de 24,26 [KW]. La ubicación óptima de los 5 GD fotovoltaicos realizada por este método se definió en las barras 5, 8, 14, 29 y 32, como se puede ver en la figuras 6.9 y 6.10. En la tabla 6.3, se compara los resultados de la ubicación de 5 GD, por criterio técnico y por optimización.

Tabla 6.3: Resultados del escenario #3

Datos-Impacto	Criterio técnico	Ubicación optimizada
Cantidad Generadores	5	5
Ubicación	2; 6; 18; 25; 33	5; 8; 14; 29; 32
Capacidad [KW]	500; 500; 500; 500; 500	500; 500; 500; 500; 500
Factor de Potencia	0,9; 0,9; 0,9; 0,9; 0,9	0,9; 0,9; 0,9; 0,9; 0,9
Desviación de Voltaje	0,5784	0,1125
Pérdidas de potencia [KW]	38,81	24,26

Adicionalmente, se puede observar el efecto en el mejoramiento de los niveles de tensión en las barras a través de la ubicación de los 5 GD por medio del algoritmo, donde la desviación de voltaje llega a alrededor de 0,0030 [pu], en contraste con la selección propia por criterio técnico, como se demuestra para los nodos críticos en la figura 6.11.

En las barras correspondientes al ramal 26 a 33, la desviación de voltaje se ubicó en alrededor de 0,0028 [pu], debido a que se conectaron dos GD: uno en la barra 29 y otro en la 32. Mientras que, en los nodos del ramal 7 a 18 la desviación llegó cerca al -0,0002 [pu], puesto que se ubicaron dos GD: uno en la barra 8 y otro en la 14. La barra con mayor desviación es la 25 con 0,0181 [pu].

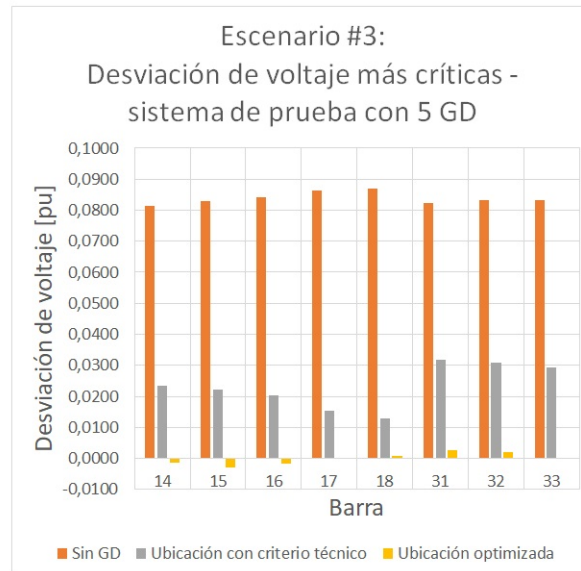


Figura 6.11: Desviación de tensión más críticas en los nodos del sistema en el escenario #3

6.1.5. Escenario 4.- Ubicación y Capacidad de 5 GD: mediante método de optimización.

En este escenario se analiza el efecto de conectar 5 generadores distribuidos al sistema de prueba, cuya ubicación y dimensionamiento son seleccionados mediante el algoritmo de optimización y están sujetos a un rango de operación (figura 6.12).

Cabe indicar que, el dimensionamiento de los 5 GD fotovoltaicos es seleccionado dentro de un rango de operación de capacidad entre 300 y 800 [KW] y factor de potencia entre 0,8 y 1. Al incorporar la dimensión de las unidades generadoras en la selección realizada por el algoritmo, los perfiles de voltaje se optimizaron gracias a la posibilidad de incluir una mayor capacidad de generación, como se puede ver en la figura 6.13.

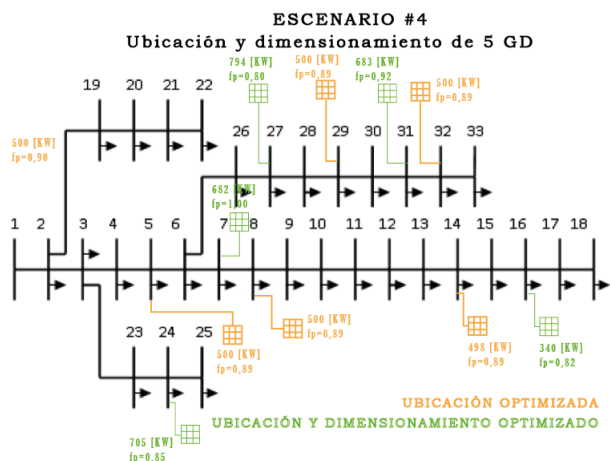


Figura 6.12: Sistema Radial con 5 GD ubicados y dimensionados mediante método de optimización

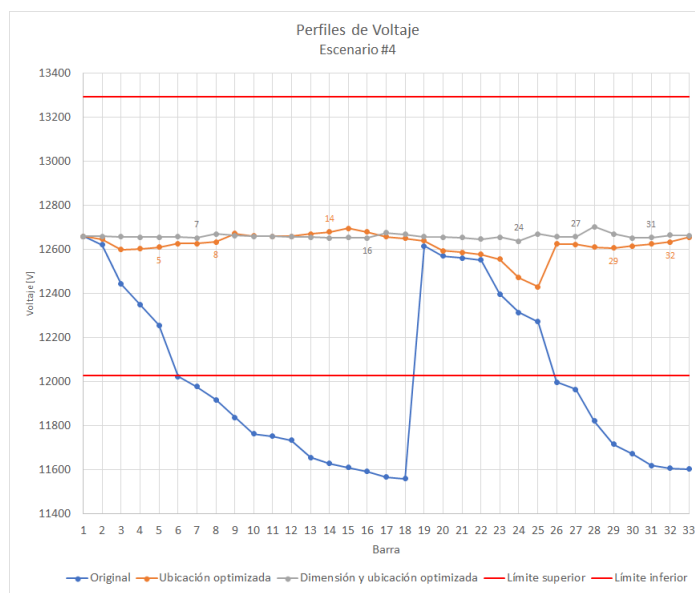


Figura 6.13: Perfil de tensión del sistema con 5 GD ubicados y dimensionados mediante método de optimización

Con esto se obtiene una desviación que pasa de 0,1125 [pu] a 0,0179 [pu], mientras que las pérdidas de potencia disminuyeron de 24,26 [KW] a 5,00 [KW], siendo la ubicación óptima localizada en las barras 7, 16, 24, 27 y 31. En la tabla 6.4 se realiza una comparativa de los resultados de la ubicación de 5 GD, optimizando la ubicación y optimizando la ubicación y la dimensión.

Con la optimización de localización y dimensionamiento, las caídas de potencial en las barras ahora pasan a ser prácticamente igual a 0 [pu], como se puede observar para los nodos más críticos según la figura 6.14. Ahora, la barra 28 es el nodo con mayor desviación de potencial con un valor de -0,0034 [pu].

La barra 25, que en el escenario anterior era el nodo con mayor desviación de voltaje (0,0181 [pu]), ahora con la optimización tanto de la ubicación como del dimensionamiento de los generadores distribuidos (sujetos a un rango de operación) registra -0,0009 [pu].

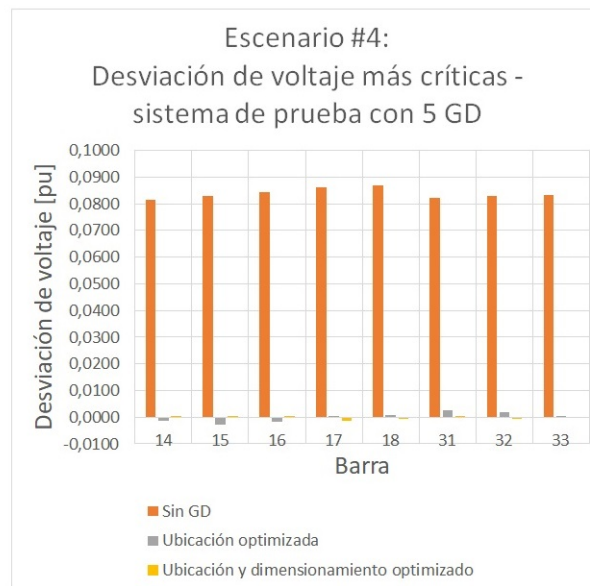


Figura 6.14: Desviación de voltaje más críticas en las barras del sistema en el escenario #4

Tabla 6.4: Resultados del escenario #4

Datos-Impacto	Ubicación optimizada	Ubicación y dimensión optimizada
Cantidad Generadores	5	5
Ubicación	5; 8; 14; 29; 32	7; 16; 24; 27; 31
Capacidad [KW]	500; 500; 500; 500; 500	682; 340; 705; 794; 683
Factor de Potencia	0,89; 0,89; 0,89; 0,89; 0,89	1; 0,82; 0,85; 0,80; 0,92
Desviación de Voltaje [pu]	0,1125	0,0179
Pérdidas de potencia [KW]	24,26	5

6.1.6. Escenario 5.- Ubicación y Capacidad de 7 GD: mediante método de optimización.

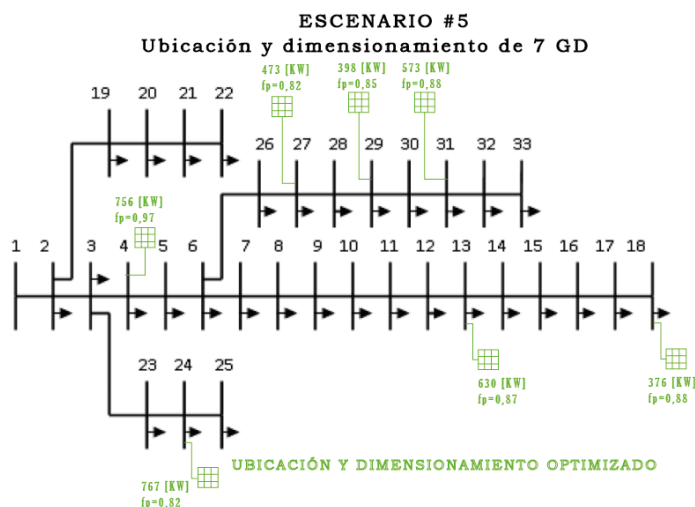


Figura 6.15: Sistema con 7 GD ubicados y dimensionados mediante método de optimización

En este escenario se analiza el efecto de conectar 7 generadores distribuidos al sistema de prueba, cuya ubicación y dimensionamiento son seleccionados mediante el algoritmo de optimización y están sujetos a un rango de operación figura 6.15.

Cabe indicar que, el rango de operación respecto a la capacidad se fijó entre 300 y 800 [KW], y al factor de potencia entre 0,8 y 1.

Para este caso, según se puede observar en la figura 6.16, los perfiles de voltaje se optimizan al punto de que la gráfica se torna casi lineal, debido a la inclusión de una mayor cantidad y capacidad de unidades de generación.

Con esto se obtiene una desviación que pasa del 1,7 inicial al valor de 0,0167. Las pérdidas de potencia disminuyeron del 202,49 [KW] inicial a 4,29 [KW], siendo la ubicación óptima localizada en las barras 4, 13, 18, 24, 27, 29 y 31. En la tabla 6.5, se muestran los resultados obtenidos luego de optimizar el punto de conexión y la capacidad de 7 GD en el sistema.

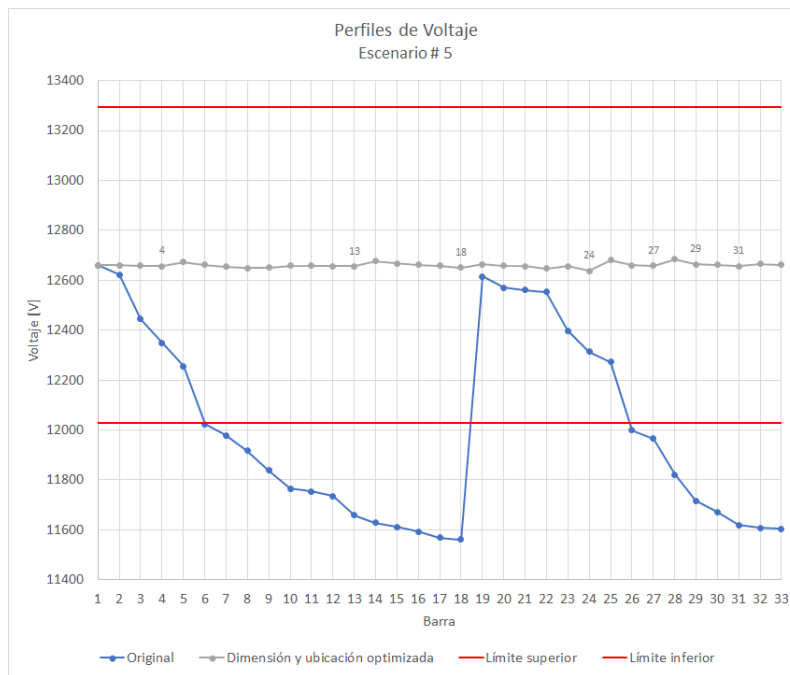


Figura 6.16: Perfil de tensión del sistema con 7 GDs ubicados y dimensionados mediante método de optimización

Tabla 6.5: Resultados del escenario #5

Datos-Impacto	Ubicación y dimensión optimizada
Cantidad Generadores	7
Ubicación	4; 13; 18; 24; 27; 29; 31
Capacidad [KW]	756; 630; 376; 767; 473; 398; 573
Factor de Potencia	0,97; 0,87; 0,88; 0,82; 0,82; 0,85; 0,88
Desviación de Voltaje [pu]	0,0167
Pérdidas de potencia [KW]	4,29

6.1.7. Observaciones Generales

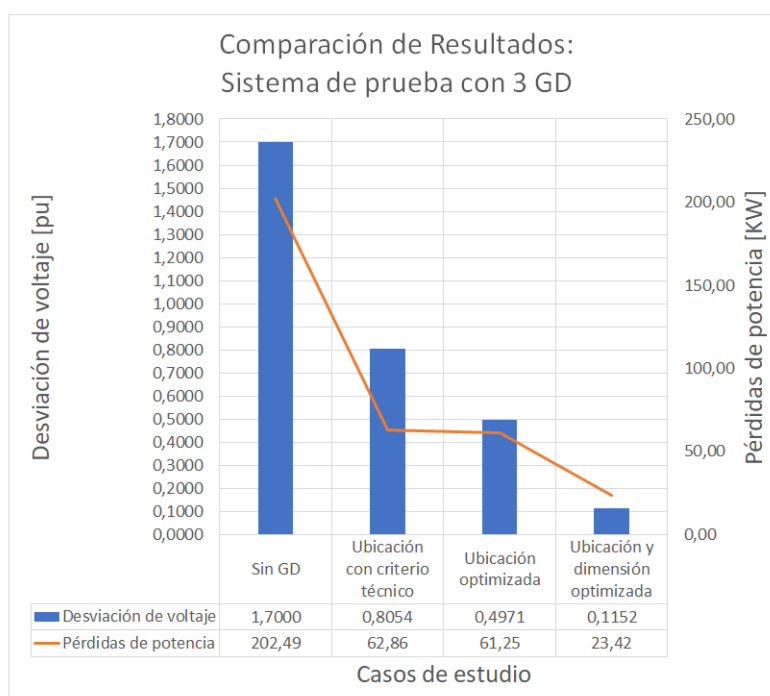


Figura 6.17: Comparación de Resultados: Sistema de prueba con 3 GDs.

Como se puede apreciar en la figura 6.17, se realiza una comparación de los perfiles de voltaje y las pérdidas de potencia de los escenarios analizados para la conexión de 3 GD con el criterio técnico y criterio de optimización detallados anteriormente, versus el sistema original sin GD, encontrando que los índices van mejorando hasta tener una desviación de voltaje de 0.1152[pu] y un desperdicio de potencia de 23.42 [kW].

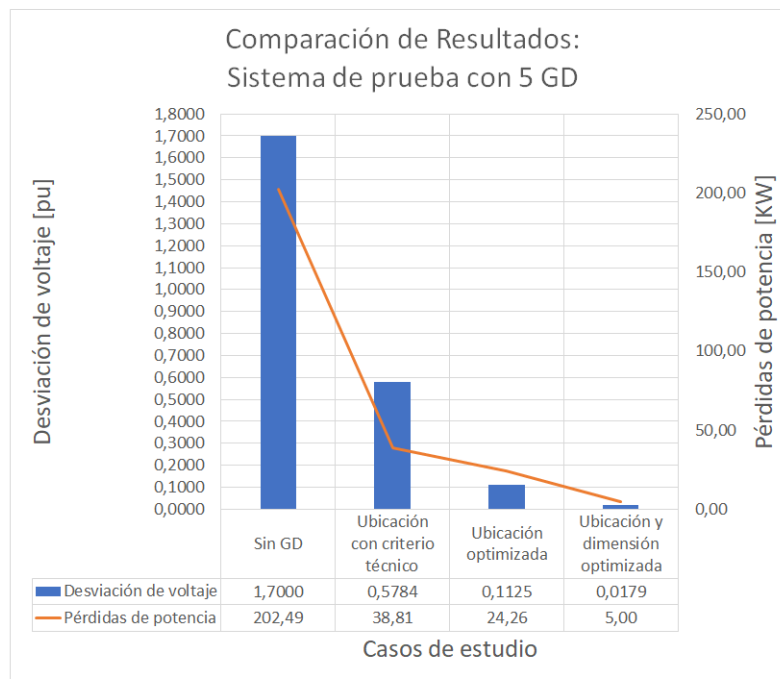


Figura 6.18: Comparación de Resultados: Sistema de prueba con 5 GD

En la figura 6.18 se puede apreciar la comparación de los índices de calidad usados, para la conexión de 5 GD con el punto de vista de optimización y selección técnica, partiendo desde el sistema sin GD, hallando que con la conexión de los GD, dispuesta por el algoritmo de optimización se llega a tener una disminución de potencia de 5 [kW] y una desviación de voltaje de 0.0179[pu]. Se evidencia con estos gráficos que el criterio técnico de cualquier planificador es superado por el algoritmo de optimización, porque se encarga de realizar la

búsqueda de la mejor solución considerando la función objetivo y las restricciones, con ayuda del flujo de potencia.

Para finalizar, en la figura 6.19 hacemos una comparación de los valores obtenidos, a través del algoritmo de optimización, para la ubicación de 3, 5 y 7 GD con la consideración de la función objetivo y la restricción planteada, con la ayuda del flujo de potencia. Se llega a tener una pérdida de potencia mínima de 4.29 [kW] y una desviación de voltaje de 0.0167 [pu] con 7 GD, siendo este el mejor resultado.

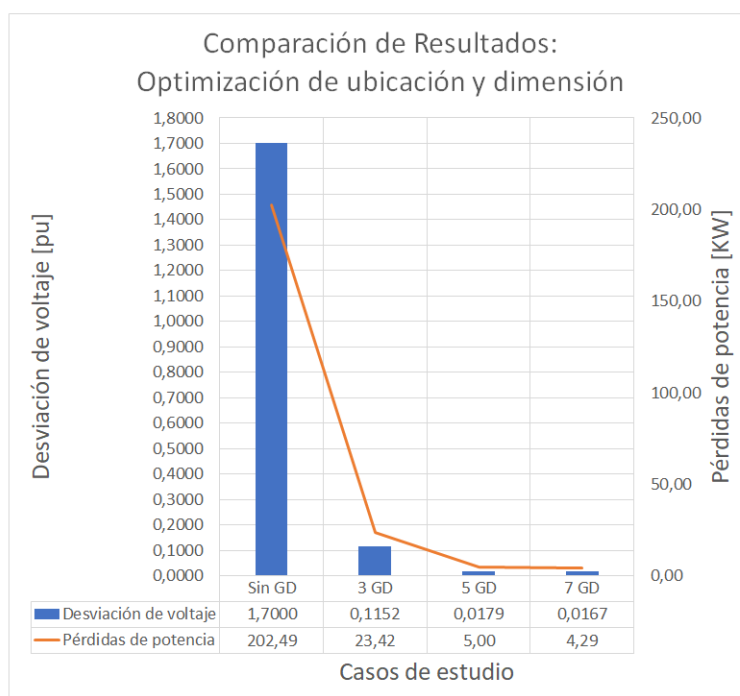


Figura 6.19: Comparación de Resultados: Optimización de ubicación y dimensión

Capítulo 7

Conclusiones

- En el presente trabajo se ha desarrollado un algoritmo de Evolución Diferencial para obtener la ubicación óptima y el dimensionamiento de unidades de generación distribuida fotovoltaica, tomando como red de prueba el sistema IEEE de 33 barras. Se realizaron simulaciones sobre 5 escenarios, en los cuales se ha conseguido alcanzar el objetivo de disminuir la desviación de voltaje y su correspondiente mejora de las pérdidas de potencia. Esto corrobora que el algoritmo planteado es eficaz en el dimensionamiento y ubicación de generación distribuida.
- Se ha revisado el estado del arte de óptima ubicación de GD, y se observa un gran interés desde la comunidad científica por este tema que puede ser atractivo para las empresas que se encargan de la distribución de energía eléctrica, ya que se ha visto que es posible sacar mayores beneficios con el uso de herramientas para la optimización. Dada la complejidad de las redes de distribución la mayoría de investigaciones hacen uso de los algoritmos genéticos.
- Se ha contrastado los resultados de instalar los GD fotovoltaicos solo haciendo consideraciones técnicas, como: cargas grandes en determinada barra, extensión de líneas, etc., contra la instalación de los GD según la optimización. A pesar de ser una buena práctica usar un criterio técnico, se comprueba que la herramienta de optimización evalúa todas las potenciales soluciones hallando la mejor y cumpliendo con las regulaciones locales.
- Con ayuda del cálculo del flujo de potencia, con ayuda del método de

Gauss Seidel, hemos podido evaluar los cambios realizados al conectar la GD y confirmar que se han obtenido mejoras en la desviación de voltaje del sistema.

- A manera de resumen se puede acotar que el sistema original de la IEEE-33, tiene un desperdicio de potencia de 202 [kW] y una desviación de voltaje de 1.7 [pu], al realizar la optimización para 7, 5 y 3 GD se obtiene una disminución de 97.89%, 97.54%, 88.44% en las pérdidas de potencia respectivamente. La desviación de voltaje para 7, 5 y 3 GD se redujo en 99.1%, 98.9% y 93.22% respectivamente.
- Como trabajo futuro se podría considerar hallar el óptimo seteo de los inversores de los generadores distribuidos fotovoltaicos ligados a una red de distribución sopesando la variación de la irradiación horaria.

Anexo A - Impedancias de las líneas del sistema IEEE-33 Bus

Tabla 1: Datos de línea del sistema de distribución IEEE 33 barras

Línea	Desde	Hasta	Long. Km	R(Ohms/Km)	T(Ohms/Km)
I1	1	2	1	0.0922	0.0470
I2	2	3	1	0.4930	0.2511
I3	3	4	1	0.3660	0.1864
I4	4	5	1	0.3811	0.1941
I5	5	6	1	0.8190	0.7070
I6	6	7	1	0.1872	0.6188
I7	7	8	1	1.7114	1.2351
I8	8	9	1	1.0300	0.7400
I9	9	10	1	1.0440	0.7400
I10	10	11	1	0.1966	0.0650
I11	11	12	1	0.3744	0.1238
I12	12	13	1	1.4680	1.1550
I13	13	14	1	0.5416	0.7129
I14	14	15	1	0.5910	0.5260
I15	15	16	1	0.7463	0.5450
I16	16	17	1	1.2890	1.7210

Tabla 2: Datos de línea del sistema de distribución IEEE 33 barras

Línea	Desde	Hasta	Long. Km	R(Ohms/Km)	T(Ohms/Km)
I17	17	18	1	0.7320	0.5740
I18	2	19	1	0.1640	0.1565
I19	19	20	1	1.5042	1.3551
I20	20	21	1	0.4095	0.4784
I21	21	22	1	0.2089	0.9323
I22	3	23	1	0.4512	0.3083
I23	23	24	1	0.8980	0.7091
I24	24	25	1	0.8960	0.7011
I25	6	26	1	0.2030	0.1034
I26	26	27	1	0.2842	0.1447
I27	27	28	1	1.0990	0.9337
I28	28	29	1	0.8042	0.7006
I29	29	30	1	0.5075	0.2585
I30	30	31	1	0.9744	0.9630
I31	31	32	1	0.3105	0.3619
I32	32	33	1	0.3410	0.5302

Anexo B - Cargas del sistema IEEE-33 Bus

Tabla 3: Cargas del sistema de distribución IEEE 33 barras

Carga	Localización	Potencia Activa kW	Potencia Reactiva kVAR
L2	2	100	60
L3	3	90	40
L4	4	120	80
L5	5	60	30
L6	2	60	20
L7	7	200	100
L8	8	200	100
L9	9	60	20
L10	10	60	20
L11	11	45	30
L12	12	60	35
L13	13	60	35
L14	14	120	80
L15	15	60	10
L16	16	60	20

Tabla 4: Cargas del sistema de distribución IEEE 33 barras

Carga	Localización	Potencia Activa kW	Potencia Reactiva kVAR
L17	17	60	20
L18	18	90	40
L19	19	90	40
L20	20	90	40
L21	21	90	40
L22	22	90	40
L23	23	90	50
L24	24	420	200
L25	25	420	200
L26	26	60	25
L27	27	60	25
L28	28	60	20
L29	29	120	70
L30	30	200	600
L31	31	150	70
L32	32	210	100
L33	33	60	40

Bibliografía

- [1] R. Zambrano, “Cien toneladas anuales de CO2 reduciría el proyecto fotovoltaico bananero más grande de Ecuador,” *Sección Ecología, La Revista, Diario El Universo*.
- [2] C. Navntoft, N. Biurrún, M. P. Cristófalo, M. González, L. Maríncola, and D. Raggio, “Introducción a la generación distribuida de energías renovables,” *Secretaría de Gobierno de Energía, Argentina*, 2019.
- [3] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, “Distributed generation: a definition,” *Electric power systems research*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, 2001.
- [4] G. S. Elbasuony, S. H. A. Aleem, A. M. Ibrahim, and A. M. Sharaf, “A unified index for power quality evaluation in distributed generation systems,” *Energy*, vol. 149, pp. 607–622, 2018.
- [5] A. de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, “Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación (regulación no. arcernnr 002/21),” *Resolución Nro. ARCERNNR-014/21*, p. 46, 2021. [Online]. Available: https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/res_nro__arcernnr-014-2021.pdf
- [6] M. A. Shaik, P. L. Mareddy, and N. Visali, “Enhancement of voltage profile in the distribution system by reconfiguring with dg placement using equilibrium optimizer,” *Alexandria Engineering Journal*, vol. 61, no. 5, pp. 4081–4093, 2022.
- [7] J. Fu, Y. Han, W. Li, Y. Feng, A. S. Zalhaf, S. Zhou, P. Yang, and C. Wang, “A novel optimization strategy for line loss reduction in distribution networks

- with large penetration of distributed generation,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 150, p. 109112, 2023.
- [8] R. A. Rhia, H. Daghrour, and M. Alsamara, “Optimal location of distributed generation and its impacts on voltage stability,” in *2021 12th International Renewable Engineering Conference (IREC)*. IEEE, 2021, pp. 1–6.
- [9] A. S. Hassan, Y. Sun, and Z. Wang, “Multi-objective for optimal placement and sizing dg units in reducing loss of power and enhancing voltage profile using bps-slfa,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 1581–1589, 2020.
- [10] D. Lamsal, A. Mishra, and P. Gautam, “Optimal location and sizing of distributed generation: B-coefficient matrix approach,” in *2016 12th IEEE International Conference on Control and Automation (ICCA)*. IEEE, 2016, pp. 810–815.
- [11] A. A. Ogunsina, M. O. Petinrin, O. O. Petinrin, E. N. Offorndo, J. O. Petinrin, and G. O. Asaolu, “Optimal distributed generation location and sizing for loss minimization and voltage profile optimization using ant colony algorithm,” *SN Applied Sciences*, vol. 3, pp. 1–10, 2021.
- [12] S. M. Hossain, M. S. H. Onim, S. Biswas, and A. H. Chowdhury, “Application of machine learning for optimal placement of distributed generation,” in *2021 International Conference on Information and Communication Technology for Sustainable Development (ICICT4SD)*. IEEE, 2021, pp. 231–234.
- [13] T. Prasetyo, S. Sarjiya, and L. M. Putranto, “Optimal sizing and siting of PV-based distributed generation for losses minimization of distribution using flower pollination algorithm,” pp. 779–783, 2019.
- [14] S. Mahajan and S. Vadhera, “Optimal sizing and deploying of distributed generation unit using a modified multiobjective particle swarm optimization,” in *2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*. IEEE, 2016, pp. 1–6.
- [15] A. C. Nerves and J. C. K. Roncesvalles, “Application of evolutionary programming to optimal siting and sizing and optimal scheduling of distributed generation,” in *TENCON 2009-2009 IEEE Region 10 Conference*. IEEE, 2009, pp. 1–6.

- [16] D. Bhattacharya and S. Biswas, “The impacts of distributed generation on voltage stability,” in *2017 IEEE Calcutta Conference (CALCON)*. IEEE, 2017, pp. 105–108.
- [17] A. de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica (Regulación No. ARCERNNR 002/20),” *Resolución Nro. ARCERNNR-017/2020*, p. 35, 2020. [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/01/Regulacion-002-20.pdf>
- [18] J. Gutiérrez and J. Velázquez, “Metodología para la localización óptima de instalaciones de energía solar fotovoltaica en la isla de tenerife, españa.” in *Congreso Nacional de Medio Ambiente 2018*, 2018.
- [19] A. de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, “Requerimientos técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución (Regulación No. ARCONEL- 004/15),” *Resolución Nro. ARCONEL-071/15*, p. 18, 2015. [Online]. Available: <https://faolex.fao.org/docs/pdf/ecu165985.pdf>
- [20] E. J. Salazar, M. Jurado, and M. E. Samper, “Análisis de factibilidad técnica y económica de la generación fotovoltaica distribuida para autoabastecimiento en ecuador,” in *2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*. IEEE, 2022, pp. 1–7.
- [21] S. S. Refaat, O. Ellabban, S. Bayhan, H. Abu-Rub, F. Blaabjerg, and M. M. Begovic, *Smart Grid and Enabling Technologies*. John Wiley & Sons, 2021.
- [22] S. Hegedus and A. Luque, *Handbook of photovoltaic science and engineering*. John Wiley & Sons, 2011.
- [23] L. F. León, M. Martinez, L. J. Ontiveros, and P. E. Mercado, “Mitigación de los problemas de tensión en redes de distribución con alta penetración gd-fv,” in *2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*. IEEE, 2022, pp. 1–8.
- [24] C. Wietfeld, H. Georg, S. Gr, C. Lewandowski, and J. Schmutzler, “Wireless M2M Communication Networks for Smart Grid Applications,” pp. 275–

- 281, 2011. [Online]. Available: <http://www.vde-verlag.de/proceedings-en/563343110.html>
- [25] M. de Electricidad y Energía Renovable (MEER), “Plan maestro de electricidad 2018-2027,” 2018.
- [26] A. de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, ““Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica (Regulación No. ARCERNNR 001/21),” *Resolución Nro. ARCERNNR-013/21*, p. 39.
- [27] H. HassanzadehFard and A. Jalilian, “Optimal sizing and location of renewable energy based DG units in distribution systems considering load growth,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 101, pp. 356–370, 2018.
- [28] G. N. Lakshmi, A. Jayalaxmi, and V. Veeramsetty, “Optimal placement of distribution generation in radial distribution system using hybrid genetic dragonfly algorithm,” *Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy*, vol. 6, pp. 1–13, 2021.
- [29] K. Roy, L. Srivastava, and S. Dixit, “Optimal placement and sizing of distributed generation using multi-verse optimization,” in *2020 12th International Conference on Computational Intelligence and Communication Networks (CICN)*. IEEE, 2020, pp. 268–272.
- [30] M. Bouzguenda, A. Samadi, and S. RajaMohamed, “Optimal placement of distributed generation in electric distribution networks,” in *2017 IEEE International Conference on Intelligent Techniques in Control, Optimization and Signal Processing (INCOS)*. IEEE, 2017, pp. 1–5.
- [31] A. Norouzizad, S. Bahramara, A. Divian, G. J. Osório, M. Shafie-khah, F. Wang, and J. P. Catalão, “Optimal planning of distributed generation in distribution networks using the differential evolutionary algorithm,” in *2020 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*. IEEE, 2020, pp. 1–7.
- [32] P. D. Huy, V. K. Ramachandaramurthy, J. Y. Yong, K. M. Tan, and J. B. Ekanayake, “Optimal placement, sizing and power factor of distributed generation: A comprehensive study spanning from the planning stage to the operation stage,” *Energy*, vol. 195, p. 117011, 2020.

- [33] S. Essallah and A. Khedher, "Optimization of distribution system operation by network reconfiguration and dg integration using mpso algorithm," *Renewable Energy Focus*, vol. 34, pp. 37–46, 2020.
- [34] E. E. Elattar and S. K. Elsayed, "Optimal location and sizing of distributed generators based on renewable energy sources using modified moth flame optimization technique," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 109 625–109 638, 2020.
- [35] E. Karunarathne, J. Pasupuleti, J. Ekanayake, and D. Almeida, "Network loss reduction and voltage improvement by optimal placement and sizing of distributed generators with active and reactive power injection using fine-tuned pso," *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 21, no. 2, pp. 647–656, 2021.
- [36] C. C. Muñoz and J. P. Avilés, "Localización óptima de equipos de regulación de voltaje y compensación de reactivos para alimentadores de medio voltaje, mediante algoritmos evolutivos," *INGENIO*, vol. 5, no. 1, pp. 43–59, 2022.
- [37] R. Storn and K. Price, "Differential evolution-a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces," *Journal of global optimization*, vol. 11, no. 4, p. 341, 1997.
- [38] T. Eltaeib and A. Mahmood, "Differential evolution: A survey and analysis," *Applied Sciences*, vol. 8, no. 10, p. 1945, 2018.