

**INSERCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA
EN REDES DE DISTRIBUCIÓN
CONSIDERANDO LA MINIMIZACIÓN DE
ENERGÍA NO SERVIDA**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**INSERCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA
EN REDES DE DISTRIBUCIÓN
CONSIDERANDO LA MINIMIZACIÓN DE
ENERGÍA NO SERVIDA**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: OSCAR GIOVANNY DELGADO CAJAS
TUTOR: LUIS FERNANDO TIPÁN VERGARA

Quito -Ecuador
2022

Oscar Giovanni Delgado Cajas

**INSERCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN
CONSIDERANDO LA MINIMIZACIÓN DE ENERGÍA NO SERVIDA**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Oscar Giovanni Delgado Cajas (Y'1990 – M'31). Realizó sus estudios de nivel secundario en Academia Aeronáutica Mayor Pedro Traversari. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se fundamenta en el desarrollo de modelo de optimización para determinar la ubicación y capacidad de los proyectos de generación distribuida para el abastecimiento de la demanda en el mediano plazo, considerando su crecimiento, los costos de inversión asociados a los proyectos de generación y la minimización de la energía no servida.

odelgadoc@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Luis Fernando Tipán Vergara (Y'1982 – J'21). Nació en Quito, Ecuador, el 21 de junio de 1982. Se graduó de la Facultad de Ingeniería Eléctrica Como Ingeniero en Electrónica en Control en la Escuela Politécnica Nacional. sus estudios de postgrado los hizo en la Escuela Politécnica Nacional Facultad de Ingeniería Mecánica, obteniendo el grado de Magister en Eficiencia Energética. La mayor parte de su vida profesional la dedico al sector industrial y petrolero. Actualmente está involucrado en las áreas de Energías Alternativas y Eficiencia Energética en la Universidad Politécnica Salesiana. Sus intereses de investigación incluyen los métodos de GD con Energías alternativas, el IoT basándose en controladores de bajo consumo. Electrónica de Potencia, entre otros.

ltipan@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

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

DERECHOS RESERVADOS

©2022 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Yo, Oscar Giovanni Delgado Cajas con documento de identificación N° 1718499146 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 27 de mayo del año 2022

Atentamente,



Oscar Giovanni Delgado Cajas

1718499146

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Oscar Giovanni Delgado Cajas con documento de identificación No. 1718499146, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico: “Inserción de generación distribuida en redes de distribución considerando la minimización de energía no servida”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 27 de mayo del año 2022

Atentamente,



Oscar Giovanni Delgado Cajas

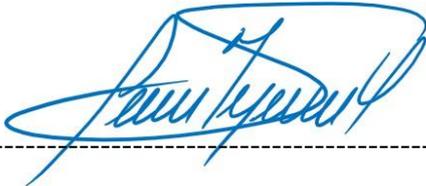
1718499146

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Luis Fernando Tipán Vergara con documento de identificación N° 1717329005, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: **INSERCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA MINIMIZACIÓN DE ENERGÍA NO SERVIDA**, realizado por Oscar Giovanni Delgado Cajas con documento de identificación N° 1718499146, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo Académico Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 27 de mayo del año 2022

Atentamente,



Ing. Luis Fernando Tipán Vergara, MSc
1717329005

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco teórico	4
2.1	Sistemas de Generación Distribuida.....	4
2.1.1	Recursos energéticos distribuidos	5
2.1.2	Ingreso de Generación Distribuida en la etapa de distribución.....	6
2.1.3	Tamaño y ubicación óptima de los generadores distribuidos.....	8
2.2	Energía no servida en la distribución.....	9
3	Modelo para inserción de GD minimización la energía no servida	10
3.1	Minimización de costos incluido el costo de energía no servida.....	11
3.2	Límites de potencia de las unidades de generación operativas.....	11
3.3	Límites de voltaje	12
3.4	Límite angular.....	12
3.5	Cargabilidad de los enlaces	12
3.6	Flujo por los enlaces	12
3.7	Balance de potencia en cada nodo	12
3.8	Límites de carga no suministrada	13
3.9	Inserción de GD.....	13
3.10	Pseudocódigo	13
4	Sistemas eléctricos modelo	14
4.1	Red IEEE 9 nodos.....	14
4.2	Modelo IEEE 14 nodos.....	15
4.3	Parámetros para el modelo.....	16
4.4	Casos de Prueba.....	16
5	Análisis de resultados.....	17
5.1	9 nodos (Sin GD / Con GD)	17
5.2	14 nodos (Sin GD / Con GD)	21
6	Conclusiones	26
6.1	Trabajos futuros.....	27
7	Referencias	27
7.1	Matriz de Estado del Arte	33
7.2	Resumen de Indicadores	38

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Asignación de GD en la red de distribución para minimizar la ENS.	3
Figura 2. Generación distribuida en la red de distribución	5
Figura 3. Diagrama unifilar IEEE 9 nodos	14
Figura 4. Diagrama unifilar IEEE 14 nodos.....	15
Figura 5. Perfil de voltaje - 9 nodos (Sin GD / Con GD).....	18
Figura 6. Diagrama Unifilar – 5% CD - 9 nodos con GD.....	19
Figura 7. Diagrama Unifilar – 7% CD - 9 nodos Con GD.....	20
Figura 8. Perfil de voltaje - 14 nodos (Sin GD / Con GD).....	22
Figura 9. Diagrama Unifilar – 5% CD - 14 nodos con GD.....	24
Figura 10. Diagrama Unifilar – 7% CD - 14 nodos con GD.....	25
Figura 11. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.	38
Figura 12. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	38
Figura 13. Indicador de solución - Estado del arte.....	38

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Categorización de la GD según su capacidad	5
Tabla 2. Tipos y características de generación distribuida.....	6
Tabla 3. Ventajas de la GD	7
Tabla 4. Pseudocódigo de solución	13
Tabla 5. Datos de generadores operativos – IEEE 9 nodos.....	14
Tabla 6. Datos de los nodos–IEEE 9 nodos	14
Tabla 7. Enlaces de la red–IEEE 9 nodos	14
Tabla 8. GD candidatos en la red IEEE 9 nodos	15
Tabla 9. Datos de generadores operativos – IEEE 14 nodos.....	15
Tabla 10. Parámetros de los nodos-IEEE 14 nodos	15
Tabla 11. Parámetros de los enlaces IEEE 14 nodos	16
Tabla 12. GD candidatos en la red IEEE 14 nodos	16
Tabla 13. Producción – Carga – Pérdidas - 9 nodos (Sin GD / Con GD)	17
Tabla 14. Flujo Potencia Activa - 9 nodos (Sin GD / Con GD).....	18
Tabla 15. Flujo Potencia Reactiva - 9 nodos (Sin GD / Con GD)	19
Tabla 16. Costo - 9 nodos (Sin GD / Con GD)	20

Tabla 17. Producción – Carga – Pérdidas - 14 nodos (Sin GD / Con GD)	21
Tabla 18. Flujo Potencia Activa - 14 nodos (Sin GD / Con GD).....	22
Tabla 19. Flujo Potencia Reactiva - 14 nodos (Sin GD / Con GD)	23
Tabla 20. Costos- 14 nodos (Sin GD / Con GD).....	24
Tabla 21: Matriz de estado del arte.	33

INSERCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA MINIMIZACIÓN DE ENERGÍA NO SERVIDA

Resumen

La introducción de la generación distribuida tomando en cuenta los diferentes recursos primarios en las redes de los sistemas de distribución conlleva a beneficios tangibles, sin embargo, se requiere de mecanismos que permitan la adecuada planificación e incorporación. Bajo lo citado, la investigación ha formulado un modelo de matemático de optimización no lineal entero mixto que determina la inserción de generación distribuida en los nodos de los alimentadores primarios de la red de distribución, considerando que los mismos son del tipo simétrico, para el efecto se utilizará flujos de potencia AC, las características de la red, los costos de inversión de los sistemas de generación distribuida por tipo de tecnología, todo con el fin de que se minimice el costos de la energía no servida que se produzca por el desabastecimiento de la demanda. El modelo de optimización es aplicado a dos redes modelos IEEE de 9 y 14 nodos, usando porcentajes anuales de incremento de la demanda, para el efecto el modelado toma en cuenta que la infraestructura de la red no se ve modificada para cualquier incremento de carga, para que posteriormente se determine la afectación o beneficio de la inserción de GD en una planificación evaluada en el mediano plazo.

Palabras Clave: Generación Distribuida, Economía de los sistemas de potencia, Planificación de la generación, Demanda, redes eléctricas y Métodos de optimización.

Abstract

The introduction of distributed generation taking into account the different primary resources in the networks of distribution systems leads to tangible benefits, however, mechanisms are required that allow adequate planning and incorporation. Under the aforementioned, the research has formulated a mathematical model of mixed integer nonlinear optimization that determines the insertion of distributed generation in the nodes of the primary feeders of the distribution network, considering that they are of the symmetric type, for the effect will return AC power flows, the characteristics of the network, the investment costs of the generation systems distributed by type of technology, all with the aim of minimizing the costs of the energy not served that will be produced by the shortage of the demand. The optimization model is applied to two IEEE model networks of 9 and 14 nodes, using annual percentages of increase in demand, for this purpose the modeling takes into account that the network infrastructure is not modified for any increase in load, so that later the affectation or benefit of the insertion of DG in a planning evaluated in the medium term can be determined.

Keywords: Distributed power generation, Power system economics, Power generation planning, Power demand, Power grids and Optimization methods.

1 Introducción

El crecimiento de la demanda y la falta de inversión son desafíos que enfrentan las empresas encargadas del servicio de electricidad. La EIA (Administración de Información Energética) señala que el sector residencial, comercial e industrial incrementará el consumo de electricidad del 2013 al 2040 en un 5%, 8% y 9% respectivamente [1]; en función a esta cuantificación se requerirá de nueva generación para satisfacer a la demanda esperada y conjuntamente los sistemas de transmisión deben ser capaces de transferir energía de las fuentes centrales existentes a los puntos de consumo, sin mencionar interés global por reducir el impacto ambiental [2]. Por lo tanto, para manejar este problema técnico, económico y ambiental es razonable introducir nuevas tecnologías que permitan manejar efectivamente la infraestructura existente y cubrir la demanda con energía de calidad y de forma rentable.

Dentro de las acciones para mitigar las deficiencias energéticas está la necesaria participación de las inversiones más pequeñas en métodos flexibles de generación que combinados con los métodos centralizadas, promueven el desarrollo de los sistemas eléctricos [3], este nuevo sistema es la Generación Distribuida (GD).

La Generación Distribuida es la tecnología destinada a la producción de energía para aliviar flujos de energía en las redes de transmisión y distribución, según [4] es un sistema que no pertenece a la planificación ni al despacho central y se enlaza al sistema de distribución, su capacidad es de pocas decenas de MW, como [5] que la define entre 50 a 100 MW. Un generador de recursos energéticos distribuidos puede provenir de fuentes tradicionales de combustión o de recursos alternativos como fuentes de energía renovable, y estas tecnologías distribuidas de generación de energía incluyen sistemas

de almacenamiento para ser sistemas más robustos y eficientes en su aplicación [6].

Para estas unidades de producción entre varias definiciones [7]–[9] se puede generalizar en que la generación distribuida es de capacidad pequeña, es variable porque depende de la disponibilidad e intermitencia del recurso primario de lo que depende la ubicación y capacidad del generador, son flexibles en su integración y están cerca del lado de consumo del sistema de potencia; estas características diferencian a la GD de los sistemas de energía centralizados clásicos [10].

Esta tecnología de generación es muy prometedora para la producción de energía desde el punto de vista del uso de energía, ahorro de energía y medio ambiente, debido a que principalmente reducen pérdidas en la transmisión de energía, mejoran los perfiles de voltaje, mejoran la calidad energética, la confiabilidad de la red y reducen la contaminación ambiental [11]. Por lo tanto, año tras año esta tecnología ha ido mejorando y creciendo en su instalación lo que conlleva también a realizar cambios y arduos estudios en la planificación, operación y protecciones en el sistema de energía, ya que si no se abordan adecuadamente conllevan a generar impactos negativos sobre el sistema [12].

Las empresas que brindan el servicio público de electricidad enfrentan problemas técnicos y no técnicos en la operación de la red existente, y deben considerar los impactos técnicos, económicos y ambientales adicionales que significa la incorporación de generadores distribuidos, siendo los factores más críticos la ubicación y dimensionamiento de la capacidad de los generadores distribuidos que impactan económica y técnicamente [13]. La GD puede ser ubicada de forma aislada, abasteciendo la demanda local del consumidor, o puede estar integrada a la red suministrando energía directa a la red, o se puede combinar estas, pero dicha asignación de cada una de las unidades de

generación distribuida debe ser óptima [14]. Debe encontrarse una capacidad y localización adecuada para que se pueda maximizar los beneficios que conlleva la implementación de esta tecnología y que se reduzca el impacto al sistema de potencia.

Varias investigaciones trabajan en la ubicación y dimensionamiento de GD basándose en metodologías y herramientas que permitan identificar óptimamente la asignación de esta tecnología entorno a un sistema de potencia, como [15], [16] que usa algoritmos convencionales de flujos de potencia, [17]–[19] incluyen la programación lineal entera mixta, [20], [21] que usa métodos analíticos. También trabajos como [22], [23] que presentan técnicas de inteligencia artificial que son novedosas para la colocación de GD y nuevas técnicas híbridas como [24], [25] que requieren mayor investigación y mejora, pero son potenciales para la solución de problemas con GD. Otro análisis para la óptima asignación de GD es en base a la función objetivo como, [26],

[27] que minimiza costos de generación, trabajos como [28], [29] minimizan pérdidas del sistema, publicaciones como [30], [31] mejoran la estabilidad de voltaje, [32] maximiza la capacidad de carga, entre otros trabajos de autores que combinan las funciones objetivo [33], [34].

En base a esta revisión se formula el presente trabajo que plantea la inserción óptima de proyectos de generación distribuida en los nodos primarios de la red de distribución mediante programación no lineal entera mixta, tomando en cuenta la minimización de la energía no servida, en la Figura 1 se observa gráficamente el objetivo del presente estudio. En la modelación se considera a la energía no servida ya que es una parte de la demanda de energía que no es compensada por la red eléctrica, por la ocurrencia de condiciones anormales [35], en este caso el crecimiento porcentual de la demanda lo que afecta a la red existente. Con la determinación óptima de la ubicación y capacidad de generación distribuida se podrá observar que se logra la

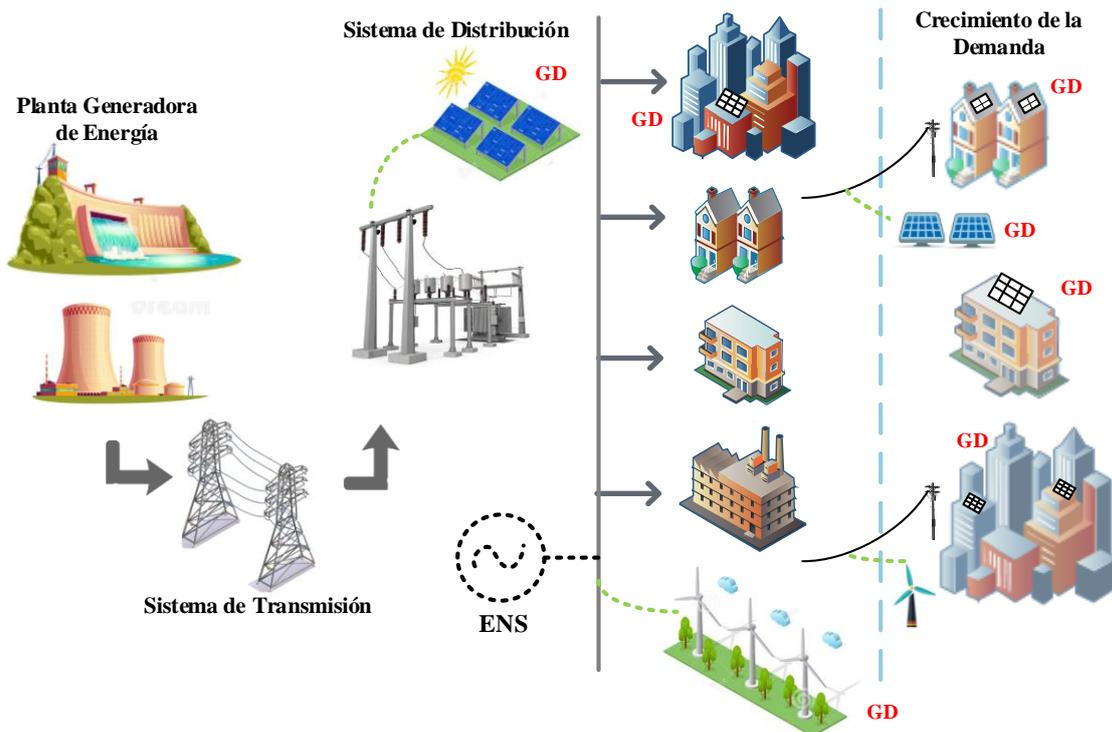


Figura 1. Asignación de GD en la red de distribución para minimizar la ENS [autor].

reducción de la energía no servida, mejora de las variables condiciones operativas del sistema y un beneficio económico.

El documento se estructura en delante de la siguiente forma. En la sección 2 se mencionará algunos conceptos de manera general al respecto de la generación distribuida, su impacto en el sistema de energía, consideraciones y técnicas para la asignación de GD, para entrar al tema de energía no servida en la distribución. Para la sección 3 se realizará la formulación del problema y su respectivo pseudocódigo del modelo propuesto, en la sección 4 se examinan diferentes casos de prueba y los parámetros a ser usados, la sección 5 se realiza un razonamiento de los resultados obtenidos del modelo, para finalizar en la sección 6 con exposición de las conclusiones de la investigación.

2 Marco teórico

Para el desarrollo del presente trabajo es importante detallar los temas relacionados a la integración de la generación distribuida a los sistemas de distribución para esclarecer los conceptos que apoyaron al desarrollo del modelo de optimización que involucra la minimización de la energía no servida. A continuación, se desenvuelven dichos tópicos.

2.1 Sistemas de Generación Distribuida

En contexto al creciente interés por mitigar las tradicionales fuentes de energía fósil, por el agotamiento de los combustibles fósiles empleados para la generación, la búsqueda de mecanismos para la conservación de la energía y reducir la contaminación ambiental, estos conflictos se han vuelto desafíos en común para los agentes responsables de los sistemas eléctricos de potencia [36]. Estos desafíos junto con la demanda creciente de energía a nivel mundial, han motivado al desarrollo acelerado de innovadoras tecnologías con

nuevas energías como la micro generación o micro redes, la generación distribuida y los sistemas de almacenamiento de energía, estos últimos van de la mano con las otras tecnologías porque apoyan su integración [37].

Las empresas encargadas del suministrar electricidad tienen dos problemas significativos, el primero es técnico debido al crecimiento constante de la demanda lo que resulta en una reestructuración del sistema, y el segundo es económico por los costos de inversión involucrados en los cambios de infraestructura en las etapas del sistema. Además, es un hecho que tanto en la transmisión como en la distribución ocurre la mayor cantidad de pérdidas de energía lo que reduce la eficiencia del sistema, representando hasta un 13% de la energía generada anualmente en pérdidas [38]. En vista de estos inconvenientes, el principal enfoque del sistema de potencia es programar efectivamente la infraestructura existente en base a una adecuada planificación y a la aplicación de tecnologías nuevas e inteligentes que soporten estas dificultades en el sistema.

Por lo tanto, debido a los altos costos de la construcción de fuentes de energía centralizada y de líneas de transmisión, a la congestión del sistema, a las pérdidas inherentes involucradas y al cambio de la demanda, es inevitable incluir el uso de diversas tecnologías desarrolladas para el uso óptimo de los recursos existentes y así contener, aplazar o resolver los problemas mencionados para cumplir con el objetivo de demanda de energía bajo niveles adecuados de calidad y rentabilidad. Una de las estrategias más eficaces para manejar estos problemas económicos y técnicos en un tiempo razonable es la Generación Distribuida asignada óptimamente [39].

La Generación Distribuida (GD) crece globalmente y tiene un papel fundamental en el sistema de producción. Se caracteriza por adherirse a la red de distribución, en el área de consumo o cerca de los

consumidores, como se visualiza en la Figura 2; su producción de energía en relación a las grandes centrales es de pequeña escala, es independiente y si dicha unidad generadora de tecnología renovable o no renovable tiene la capacidad de enlazarse al sistema de distribución puede reconocerse como GD [40].

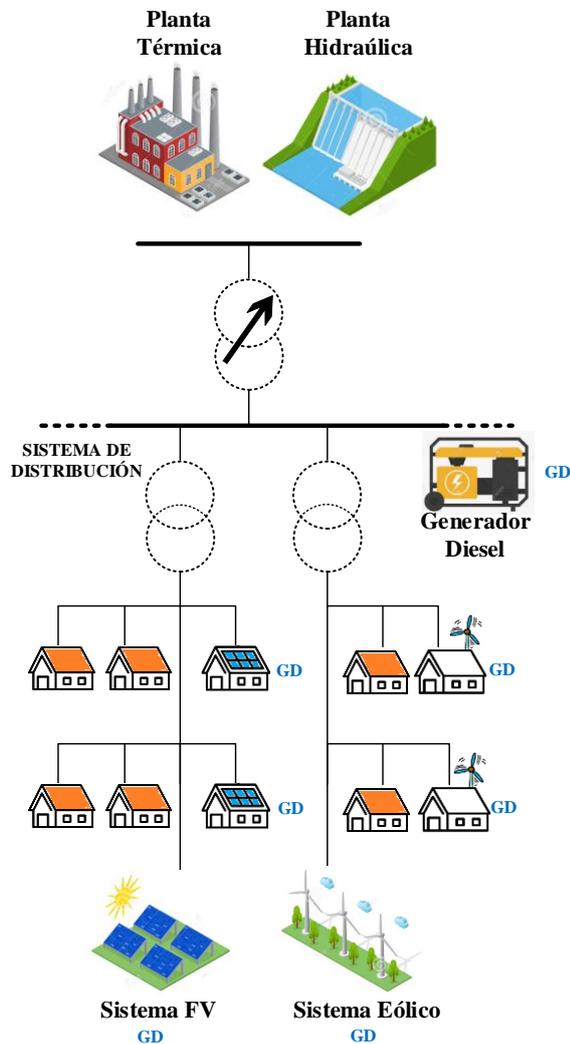


Figura 2. Generación distribuida en la red de distribución [41].

Los generadores distribuidos pueden ser clasificados en base a su capacidad: son de gran, media y pequeña escala; en base a donde se encuentra su punto de conexión con respecto a la carga es: directa, a la red o al alimentador de la red; en base al estado de conexión: está o no está conectada a la red de distribución, y en función del recurso energético [42].

En función a la clasificación descrita de la GD, se resalta la basada en la capacidad y tecnología, para el tipo de tecnología de generación distribuida posteriormente se destina un apartado mientras que para la capacidad en la Tabla 1 se presenta su categorización donde la capacidad máxima el generador lo establece el fabricante en función de la potencia en el punto de conexión que puede ser en una casa como en la red de distribución [43].

Tabla 1. Categorización de la GD según su capacidad [43].

Escala de GD	Capacidad
Micro GD	~ 1W < 5kW
Pequeña GD	5kW < 5MW
Media GD	5MW < 50kW
Gran GD	50MW < 300MW ~

2.1.1 Recursos energéticos distribuidos

La generación distribuida se caracteriza por ser flexible a diferencia de las grandes centrales y no está planificada junto con la misma, es un mecanismo de apoyo al sistema de potencia desde la fase de distribución. La integración de la misma de puede ser flexible pero su aplicación depende directamente de la eficiencia en la operación y de la capacidad de potencia con la que se construyó la unidad [44]. Por este motivo a continuación se detallan las diferentes tecnologías más desarrolladas para las unidades de generación distribuida, estas pueden ser renovables o no renovables dependiendo del recurso energético. Ya que la generación distribuida constituye una de las formas en que las nuevas energías y las energías renovables ingresen al mercado de la electricidad, es preciso resaltar a la generación distribuida basada en energías renovables, porque mundialmente es incentivado el cuidado ambiental, aunque su capacidad de generación es reducida contribuye a este objetivo [45].

Según el uso de la energía existen diversos tipos de generación, tradicionalmente se ha implementado generadores por combustión, microturbinas y turbinas de gas; y las nuevas tecnologías como hídrica, eólica, fotovoltaica, solar térmica, pilas de combustión, biomasa, mareomotriz y geotérmica, están en continuo desarrollo y mejora. En la siguiente Tabla 2 se especifica a las principales tecnologías en función al recurso y sus características técnicas relevantes.

Tabla 2. Tipos y características de generación distribuida [46], [47]

Tecnología de GD	Eficiencia	Capacidad
Generador y turbinas de combustión	30-42%	20kW-40MW
Hídrica	80 -95 %	25kW-30MW
Pila de combustible	30 – 50%	100kW-3MW
Solar	6 – 19%	1kW-1MW
Eólica	2 – 34%	600W-2,5MW
Biomasa	60 – 90%	100kW-20MW
Geotérmica	70 – 80%	5MW-100MW
Mareomotriz	20 – 30%	100kW-5MW
Otras	No aplica	N/A en desarrollo

Como se expuso existen muchas tecnologías por energía renovable y no renovable disponibles y que se siguen perfeccionando para su aplicación, pero la toma de decisión para su uso depende del operador e inversionista. Esta decisión es en función de las necesidades de la carga o de la red y considerando las características tecnológicas de las unidades de GD como: la calidad de energía que entregan, los costos de inversión y operación, eficiencia, confiabilidad, pérdidas, entre otras [48].

2.1.2 Ingreso de Generación Distribuida en la etapa de distribución

La infraestructura de los sistemas de energía eléctrica está envuelta en cambios constantes en torno a varios eventos recientes como [49]:

- Desregulación de la estructura del servicio eléctrico que progresivamente ha dejado de ser integrado verticalmente.
- Impedimento general a la edificación de nuevas líneas de transmisión por generalmente ser un monopolio natural, por razones ambientales y técnicas.
- Conciencia a nivel político y público por el impacto ambiental que causa la generación de energía eléctrica.
- El crecimiento de la demanda de energía en distintas regiones.
- La significativa mejora de nuevas tecnologías de generación.
- La necesidad de mejorar la calidad y confiabilidad de la energía producida para el usuario.

Estos cambios han motivado a la incorporación de los sistemas de generación distribuida, que tienen como propósito general brindar soporte a la red eléctrica, y para la inclusión de estos recursos distribuidos al sistema de distribución el planificador o programador deberá considerar no solo todos los beneficios, sino también el impacto que tendrá en la red y la función que desempeñará la GD en el sistema [50].

La GD principalmente la generación renovable distribuida, tiene numerosas ventajas, estos beneficios pueden dividirse en base a tres aspectos: ambientales, económicos y técnicos, estos se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3. Ventajas de la GD [49], [51], [52].

E C O N Ó M I C A S	<ul style="list-style-type: none"> • Los costos de operación y mantenimiento en la generación y transmisión disminuyen. • Reducen los costos por cubrir repercusiones ambientales. • Diversificación de gastos en la adquisición de combustibles. • La tarifa por el servicio eléctrico disminuye. • La calidad de la energía mejora, lo que reduce los costos por penalidades. 		
	<ul style="list-style-type: none"> • El perfil de voltaje mejora. • Reducen las pérdidas energéticas en la red de transporte y distribución. • Acopla gradualmente el sistema eléctrico con la carga. 		
	T É C N I C A S	<ul style="list-style-type: none"> • Las cargas críticas tienen disponible de energía segura y confiable. • Aumenta la capacidad para abastecer cargas en la distribución. • La GD ayuda a la demanda pico y a la gestión de consumo. • Crece la confiabilidad y calidad. • La GD mejora la estabilidad y actúan como refuerzo a la red. • Por la versatilidad de ubicación y capacidad hacen flexible al sistema. • El funcionamiento, instalación y mantenimiento es sencillo. • Aplaza la expansión del sistema. 	
		A M B I E N T A L	<ul style="list-style-type: none"> • Según el recurso y tecnología de la GD empleado se desplaza a la generación contaminante. • La emisión de gases de efecto invernadero disminuye. • Conservación de recursos.

En base a estos beneficios que conlleva la inclusión de la generación distribuida, el operador o las empresas de distribución deben definir que aplicación le darán dentro del sistema, las más comunes se describen a continuación [5], [53]:

- a) Generación de base: mayormente la GD y las distribuidoras que tienen propiedad de GD, la emplean como apoyo de la red debido a que mejora el nivel de voltaje y disminuye pérdidas.
- b) Demanda de pico: los consumidores se ven beneficiados por la reducción de costos de la energía al emplear GD, ya que se abastecen con esta

energía en horas de alto consumo y por ende altos costos.

- c) Generación aislada: la GD permite tener acceso al suministro eléctrico a zonas alejadas o rurales.
- d) Reserva: la GD se aplica como reserva para cargas críticas o variables en casos de perturbaciones o fallas en la red.
- e) Cogeneración: la GD utiliza los recursos de otro proceso de generación para producir energía eléctrica.

A pesar de las virtudes de la conexión de la GD, estos sistemas tienen un impacto en la red y pueden ocasionar problemas y varios tipos de perturbaciones. Por ejemplo, la estabilidad del sistema se puede ver afectada por causa de la intermitencia del recurso primario que usa el generador distribuido, así varios inconvenientes más. Pero con la mejora de la tecnología, los generadores distribuidos tienen mayor proporción de integración, y los impactos a considerarse principalmente se dan de la siguiente manera:

- Impacto en la planeación: los estudios en la distribución se dificultan por la cantidad de enlaces y puntos de conexión, por el tipo y la diversificación de la GD.
- Impacto en los flujos de potencia: típicamente el flujo de potencia es en una sola dirección, desde las subestaciones hasta los puntos de consumo, pero con la GD redirecciona los flujos, la estructura cambia y cambia el voltaje [54].
- Impacto en las pérdidas: por la GD se redistribuyen los flujos y afectan a las pérdidas de la red, estas aumentan o reducen dependiendo de la ubicación y dimensionamiento de la GD [55].
- Impacto sobre la corriente: frente a la ocurrencia de una falla con la GD aparece una corriente transitoria

continua que aumenta el nivel de la corriente de cortocircuito, por lo que se requiere un cálculo y análisis de las protecciones [56].

- Impacto en el voltaje: dependiendo de la localización y capacidad de la GD puede verse afectado el voltaje del alimentador [57].
- Impacto en la calidad energética: por construcción de la GD que incluye electrónica de potencia incrementa la inclusión de cargas no lineales, lo que produce armónicos, distorsiones de onda de voltaje y corriente [58].
- Impacto en el control: con la GD se requiere la transformación de los dispositivos unidireccionales tradicionales de control [59].
- Impacto en el mercado energético: la matriz de energía de cada región cambia para que sea un mercado abierto y competitivo entre la oferta y demanda.
- Impacto en la confiabilidad: depende del óptimo uso de la GD, puede eliminar la sobrecarga, ser de soporte a la red, aliviar la caída de voltaje y regularlo; caso contrario tendrá efectos adversos [60].

Todos estos efectos de la GD pueden transformarse en problemas para el sistema de potencia si no se realiza un adecuado estudio y planificación previa que considere todas las características técnicas y económicas, nivel adecuado de penetración de potencia, infraestructura, tecnología y la óptima dimensión y ubicación [61].

2.1.3 Tamaño y ubicación óptima de los generadores distribuidos

Pese a que la Generación Distribuida es una tecnología prometedora, la instalación y uso de la misma no es sencilla. Por lo que los estudios de planificación de la red de distribución deben evaluar el impacto de la GD en función de la proyección del crecimiento de la demanda y de las redes

existentes para que el funcionamiento sea óptimo y entregue energía segura y confiable [62]. Entonces, debido a que la GD redirecciona los flujos de potencia, descongestiona las redes, aplaza la expansión y reduce la dependencia de las grandes centrales y líneas de transmisión; es necesario y urgente coordinar efectivamente esta nueva tecnología con los sistemas eléctricos [63].

Los agentes requieren de una cuidadosa selección de metodologías y herramientas que tengan la capacidad de identificar la capacidad y ubicación óptima de la generación distribuida para el sistema en estudio. La gran cantidad de nodos, cargas y estructura del sistema de distribución además de todos los posibles puntos de conexión de GD y la respectiva caracterización económica, constituyen una extensa lista de datos a programar para configurar adecuadamente el sistema. Para ello existen varios métodos para la asignación óptima de generación distribuida y programar el diseño de la estructura de la red, estos métodos convencionales se basan en las técnicas heurísticas o programas de optimización [64]. Posteriormente se presentan las diferentes técnicas de optimización y una descripción breve de las más usadas relacionando su aplicación a la generación distribuida.

a) Técnicas de optimización convencionales

- Regla 2/3: propone la instalación de GD alrededor de 2/3 de la capacidad de generación entrante en aproximadamente 2/3 de la longitud de la línea. Es propuesta para minimizar pérdidas e impacto en el voltaje y para alimentadores con cargas uniformes [65].
- Método analítico: está basado en cálculos matemáticos teóricos, incorporando la GD para su ubicación y dimensión en función de pérdidas y voltaje de los nodos [66].

- Programación no lineal entera mixta: contine variables discretas, continuas y no linealidades en las restricciones y función objetivo. Resuelve el problema de planeación implementando GD [22].

b) Técnicas de optimización de Inteligencia Artificial

- Algoritmo evolutivo: se basa en la selección natural (cruce, mutación, recombinación) aleatoria para formar una solución, da viabilidad para ubicar y dar tamaño a la GD por adaptación [67].
- Reconocimiento simulado: optimiza por una función de probabilidad, así acepta o rechaza la GD en función de una inicialización y perturbación [68].
- Evolución diferencial: minimiza funciones estocásticas en base a una población o muestreo para una solución efectiva, para el caso la selección de GD [69].
- Enjambre de partículas: técnica estocástica para la búsqueda multidimensional de una partícula que ajuste su posición y encuentre la adecuada. La ubicación de GD usa un enfoque difuso y la dimensión con enjambre de partículas [70].
- Sistema difuso: trata la incertidumbre y asigna pertenencia a conjuntos en base a objetivos y restricciones para la ubicación de GD [71].

c) Técnicas Híbridas [72]

- Colonia de hormigas.
- Colonia de abejas artificiales.
- Algoritmo de búsqueda Cukko.
- Algoritmo luciérnaga.
- Competitiva imperialista.
- Sistema híbrido inteligente: combina las técnicas genéticas con la difusa, tabú, enjambre, flujos óptimos, etc

- Entre otras técnicas prometedoras para uso futuro en la asignación de generación distribuida [73].

La selección de un algoritmo matemático que permita resolver el problema de asignación de generación distribuida puede basarse en varios enfoques en función de los objetivos de estudio, como minimizar costos del sistema, encontrar un precio marginal, incremento de la demanda, minimizar pérdidas, mejorar los perfiles de voltaje y minimizar la energía no servida; bajo consideraciones técnicas, económicas y ambientales que guíen a la toma de decisiones. Los factores relevantes que influyen en la selección de las unidades de generación distribuida y su respectiva tecnología son:

- Costos fijos y variables para la producción de energía.
- Niveles de contaminación.
- Calidad energética.
- Factores de planta.
- Mercado para la adquisición de tecnología, estado para la compra y venta de energía
- Capacidad de instalación.
- Mantenimiento requerido.

2.2 Energía no servida en la distribución

La continuidad del suministro de electricidad es uno de los aspectos más importantes que deben cumplir los sistemas eléctricos potencia. Para poder identificar y cuantificar la energía producida o generada en comparación con la energía consumida es necesario conocer la energía no servida [74]. La Energía no servida o no suministrada (ENS) es la estimación de la cantidad de energía que no pudo ser entregada cuando se presentan eventos en el sistema como, los originados externamente en catástrofes naturales e internos como fallas o perturbaciones en elementos pertenecientes al sistema. La variación y presentación súbita de los eventos

mencionados alteran en las características de calidad del servicio de energía eléctrica y genera una reducción o falta de compensación de energía como en los ingresos a los productores [35].

A nivel internacional existen diversas metodologías que permiten determinar el costo de energía no servida, pero en el actual mercado eléctrico el tratamiento de este campo se vale de criterios ya usados internacionalmente como los propuestos en la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) [75] que establece metodologías y valores para el cálculo del costo de la energía no suministrada y se complementa con la información disponible en cada región, con el propósito de obtener un resultado óptimo que sirva como criterio válido para su aplicación práctica que se actualiza en periodos de hasta 5 años que corresponde a un mediano plazo [76].

La energía no distribuida en el mercado eléctrico se refleja en un costo económico correspondiente a la afectación sin preaviso a los usuarios por el corte de suministro de energía motivado por eventos ajenos al consumidor y donde los activos del sistema y la red no puede llevar dicho servicio o están indisponibles. El costo de la energía no servida se diferencia en dependencia del tiempo que dura la interrupción, por lo que se definen dos términos [77]:

- Costo de ENS de corta duración, en esta circunstancia la falla del servicio de electricidad que recibe el usuario es intempestiva y el costo es elevado debido al conjunto de usuarios interrumpidos.
- Costo de ENS de larga duración, en este caso la indisponibilidad del servicio eléctrico generalmente es preanunciada y el costo es inferior debido a que el operador del sistema toma medidas sustitutivas como un medio alternativo de reserva para que la afectación del usuario no sea de gran impacto y para que el sistema se adapte a este evento.

En resumen, el costo de esta energía está dado por la potencia en cada nodo del sistema de distribución que ha sido interrumpida en un determinado tiempo y a esta potencia le corresponderá un costo externamente fijado como se dijo anteriormente. Este enfoque permite sustentar la consideración de establecer una función objetivo que minimice la energía no servida y un mecanismo puede ser por medio de la integración óptima de diferentes tecnologías (generación distribuida, sección y protección, compensación, etc.), que reduzcan la energía no servida y los costos asociados, y de la mano incrementa la confiabilidad de la red de distribución [77]. En el presente estudio se considera la incorporación de generación distribuida en los alimentadores primarios del sistema de distribución para el abastecimiento de la demanda considerando el crecimiento de la misma para la minimización de la energía no servida.

3 Modelo para inserción de GD minimización la energía no servida

El modelo matemático desarrollado corresponde a un problema no lineal entero mixto que determinará la inclusión de generación distribuida en los nodos de los alimentadores primarios de la red de distribución, los que para la modelación se consideran equilibrados y simétricos, para el efecto se utilizará flujos de potencia AC, las características de la red, los costos de inversión de los sistemas de generación distribuida por tipo de tecnología, todo con el fin de minimizar los costos globales incluyéndose la energía no servida que podría producirse por el desabastecimiento de la demanda. La formulación del modelo de optimización desde su función objetivo y las respectivas restricciones se detallan en los numerales siguientes.

3.1 Minimización de costos incluido el costo de energía no servida

La función objetivo tiene como finalidad minimizar los costos de: operación de la generación, de inversión anualizados de la GD incorporada y de la energía no servida en el caso de desabastecimiento de la demanda, todo esto evaluado en el mediano plazo. La modelación matemática de esta función que describe matemáticamente lo descrito es representada a continuación:

$$C_t = CO_{Go} + CO_{Gn} + C_{ENS} + CI_{Gn} \quad (1)$$

$$CO_{Go} = T \cdot \sum_{Go} P_{Go} \cdot CVP_{Go} \quad (2)$$

$$CO_{Gn} = T \cdot \sum_{Gn} P_{Gn} \cdot CVP_{Gn} \quad (3)$$

$$C_{ENS} = T \cdot CU_{ENS} \cdot \sum_i L_i \quad (4)$$

$$CI_{Gn} = \sum_{Gn} Cap_{Gn} \cdot CIU_{Gn} \cdot RC_{Gn} \quad (5)$$

$$RC_{Gn} = \frac{d_{Gn} \cdot (1 + d_{Gn})^{V_{Gn}}}{(1 + d_{Gn})^{V_{Gn}} - 1} \quad (6)$$

Donde:

Go	Conjunto de unidades de generación que se encuentran en operación
Gn	Conjunto de nuevas unidades de generación distribuida que se incorporarían en el mediano plazo
T	Periodo de tiempo – mediano plazo
i	Conjunto de nodos del sistema eléctrico
CO_{Go}	Costo total operativo de los generadores que se encuentran operando
CO_{Gn}	Costo total operativo de los nuevos generadores distribuidos incorporados
C_{ENS}	Costo de energía no suministrada
CI_{Gn}	Costo anualizado de la inversión de los nuevos

P_{Go}	Potencia activa despachada del generador en operación
P_{Gn}	Potencia activa despachada del nuevo generador distribuido
CVP_{Go}	Costo variable de producción del generador en operación
CVP_{Gn}	Costo variable de producción del nuevo generador distribuido incorporado
CU_{ENS}	Costo unitario de la energía no suministrada
L_i	Carga no suministrada por cada uno de los buses
Cap_{Gn}	Capacidad seleccionada del nuevo generador distribuido incorporado
CIU_{Gn}	Costo unitario para la inversión del nuevo generador distribuido incorporado
RC_{Gn}	Factor que anualiza la inversión del nuevo generador distribuido incorporado
d_{Gn}	Tasa de descuento aplicable al nuevo generador distribuido incorporado
V_{Gn}	Vida útil del nuevo generador distribuido incorporado

La función objetivo está sometida a condiciones operativas de la red y de cada elemento que conforma el sistema de generación, las cuales se presentan en los siguientes numerales.

3.2 Límites de potencia de las unidades de degeneración operativas

Los generadores que se encuentran operando deben ser capaces de entregar potencia activa y reactiva dentro de los límites correspondientes a la curva de capacidad, la formulación se presenta en las siguientes ecuaciones.

$$P_{Go}^{min} \leq P_{Go} \leq P_{Go}^{max} \quad (7)$$

$$Q_{Go}^{min} \leq Q_{Go} \leq Q_{Go}^{max} \quad (8)$$

Donde:

P_{Go}^{min}	Potencia activa mínima del generador operativo
P_{Go}^{max}	Potencia activa máxima del generador operativo
Q_{Go}^{min}	Potencia reactiva mínima del generador operativo
Q_{Go}^{max}	Potencia reactiva máxima del generador operativo
Q_{Go}	Potencia reactiva despachada del generador en operación

3.3 Límites de voltaje

Esta restricción garantiza que los niveles de voltaje de cada nodo se encuentren dentro de la banda que garantiza la estabilidad del voltaje en estado estacionario, la formulación corresponde a la siguiente:

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (9)$$

$$V_i^{slack} = V_i^{set} \quad (10)$$

Donde:

V_i^{min}	Límite inferior de voltaje en cada nodo o bus
V_i	Voltaje en cada nodo i
V_i^{max}	Límite superior de voltaje en cada nodo o bus
V_i^{slack}	Voltaje en el nodo o bus slack
V_i^{set}	Valor de voltaje predeterminado en el nodo o bus.

3.4 Límite angular

Esta restricción garantiza que los ángulos de voltaje de cada nodo se encuentren dentro de la banda que garantiza la estabilidad angular en estado estacionario, la formulación corresponde a la siguiente:

$$\delta_i^{min} \leq \delta_i \leq \delta_i^{max} \quad (11)$$

$$\delta_i^{slack} = 0 \quad (12)$$

Donde:

δ_i^{min}	Límite inferior del ángulo de voltaje en cada nodo o bus
δ_i	Valor angular en cada nodo i
δ_i^{max}	Límite superior del ángulo de voltaje en cada nodo o bus

δ_i^{slack} Ángulo en el nodo o bus slack

3.5 Cargabilidad de los enlaces

Esta restricción garantiza que el flujo de potencia que se circula por los enlaces no sobrepase el límite térmico establecido como la cargabilidad del enlace. La formulación corresponde a la siguiente:

$$P_{i,j} \leq LM_{i,j} \quad (13)$$

$$-LM_{i,j} \leq P_{i,j} \quad (14)$$

Donde:

$P_{i,j}$	Flujo de potencia entre el bus i y j que un enlace interconecta
$LM_{i,j}$	Límite de la cargabilidad del enlace i y j

3.6 Flujo por los enlaces

Esta restricción permite calcular los flujos de potencia activa y reactiva que circulan por los enlaces interconectados entre los nodos, su formulación corresponde a la siguiente:

$$P_{i,j} = Real\{(V_i \perp \delta_i) \cdot \overline{I_{i,j}}\} \quad (15)$$

$$Q_{i,j} = Img\{(V_i \perp \delta_i) \cdot \overline{I_{i,j}}\} \quad (16)$$

Donde:

$\overline{I_{i,j}}$	Corriente conjugada que circula por enlace que interconecta el nodo i y j
----------------------	---

3.7 Balance de potencia en cada nodo

Esta restricción permite cumplir que el flujo de potencia activa y reactiva que ingresa a cada uno corresponde al flujo de potencia activa o reactiva que entrega dicho nodo. En esta restricción se incluye la generación, demanda e incluso una variable que representa la carga no suministrada, la formulación matemática corresponde a la siguiente:

$$L_i + \sum_{Go \in i} P_{Go} + \sum_{Gn \in i} P_{Gn} - Pd_i \cdot fcc = \sum_j P_{i,j} \quad (17)$$

$$\sum_{Go \in i} Q_{Go} + \sum_{Gn \in i} Q_{Gn} + Q_{c_i} - Q_{d_i} \cdot f_{cc} = \sum_j Q_{i,j} \quad (18)$$

$$f_{cc} = (1 + cd)^a \quad (19)$$

Donde:

- Pd_i** Carga de potencia activa ubicada en el nodo i
- f_{cc}** Factor de crecimiento de la carga
- Q_{c_i}** Potencia reactiva del capacitor ubicado en el nodo i
- Q_{d_i}** Carga de potencia reactiva ubicada en el nodo i
- Q_{Go}** Potencia reactiva despachada de los generadores operativos
- Q_{Gn}** Potencia reactiva despachada de la GD insertada
- cd** Porcentaje de crecimiento de demanda anual
- a** Años evaluados

3.8 Límites de carga no suministrada

Esta formulación precisa que en el caso de que no se abastezca la demanda por su crecimiento y la falta de recursos de generación, se active una variable que representa la carga no suministrada, la cual debe tener límites mínimos y máximos, cuya inecuación corresponde a la siguiente inecuación:

$$0 \leq L_i \leq Pd_i \cdot f_{cc} \quad (20)$$

3.9 Inserción de GD

Esta restricción permite que el modelo decida la cantidad de la capacidad del generador y el nodo a insertar la GD, lo cual una vez efectuado, el modelo determina el despacho de potencia activa y reactiva de los GD incorporados, las restricciones corresponden a las siguientes:

$$Cap_{Gn} \leq Cap_{Gn}^{max} \cdot \omega_{Gn} \quad (21)$$

$$P_{Gn}^{min} \leq P_{Gn} \leq Cap_{Gn} \quad (22)$$

$$Q_{Gn} \leq Cap_{Gn} \cdot \tan(\cos^{-1} fp_{Gn}) \quad (23)$$

$$Q_{Gn} \geq -Cap_{Gn} \cdot \tan(\cos^{-1} fp_{Gn}) \quad (24)$$

Donde:

- Cap_{Gn}** Capacidad seleccionada para la GD insertada
- Cap_{Gn}^{max}** Capacidad máxima de la GD insertada
- ω_{Gn}** Variable binaria que activa o desactiva la GD a incluir en la red eléctrica
- fp_{Gn}** Factor de potencia del GD insertada

3.10 Pseudocódigo

La solución del modelo de optimización para la inserción de GD considerando la minimización de energía no servida conlleva la realización y cumplimiento de etapas según la esquematización que se presenta en la Tabla 4.

Tabla 4. Pseudocódigo de solución [autor].

Inserción de GD considerando la minimización de energía no servida

Inicio

- Paso 1: Definición de la red o sistema modelo al que se aplicará el modelo.
- Paso 2: Toma de datos y parámetros técnicos de la red.
- Paso 3: Asignación de los datos técnicos y económicos de los generadores operativos
- Paso 4: Propuesta de datos técnicos y económicos de la posible GD a incorporar.
- Paso 5: Determinación del porcentaje de crecimiento de la demanda y los años a ser analizados.
- Paso 6: Modelo para inserción de GD considerando la minimización de ENS.

- Set Variables continuas
 $P_{Go}, P_{Gn}, P_{i,j}, Q_{Go}, Q_{Gn}, Q_{i,j}, L_i, Cap_{Gn}, V_i, \delta_i$
- Sets variables binarias ω_{Gn}
- Función Objetivo

$$C_t = CO_{Go} + CO_{Gn} + C_{ENS} + CI_{Gn}$$

$$CO_{Go} = T \cdot \sum_{Go} P_{Go} \cdot CVP_{Go}$$

$$CO_{Gn} = T \cdot \sum_{Gn} P_{Gn} \cdot CVP_{Gn}$$

$$C_{ENS} = T \cdot CU_{ENS} \cdot \sum_i L_i$$

$$CI_{Gn} = \sum_{Gn} Cap_{Gn} \cdot CIU_{Gn} \cdot RC_{Gn}$$

$$RC_{Gn} = \frac{d_{Gn} \cdot (1 + d_{Gn})^{V_{Gn}}}{(1 + d_{Gn})^{V_{Gn}} - 1}$$

- Restricciones

$$\begin{aligned} P_{Go}^{min} &\leq P_{Go} \leq P_{Go}^{max} \\ Q_{Go}^{min} &\leq Q_{Go} \leq Q_{Go}^{max} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
V_i^{min} &\leq V_i \leq V_i^{max} \\
V_i^{slack} &= V_i^{set} \\
\delta_i^{min} &\leq \delta_i \leq \delta_i^{max} \\
\delta_i^{slack} &= 0 \\
P_{i,j} &\leq LM_{i,j} \\
-LM_{i,j} &\leq P_{i,j} \\
P_{i,j} &= \text{Real}\{(V_i \angle \delta_i) \cdot \overline{I_{i,j}}\} \\
Q_{i,j} &= \text{Imag}\{(V_i \angle \delta_i) \cdot \overline{I_{i,j}}\} \\
L_i + \sum_{Go \in i} P_{Go} + \sum_{Gn \in i} P_{Gn} - Pd_i \cdot fcc &= \sum_j P_{i,j} \\
\sum_{Go \in i} Q_{Go} + \sum_{Gn \in i} Q_{Gn} + Qc_i - Qd_i \cdot fcc &= \sum_j Q_{i,j} \\
0 &\leq L_i \leq Pd_i \cdot fcc \\
Cap_{Gn} &\leq Cap_{Gn}^{max} \cdot \omega_{Gn} \\
P_{Gn}^{min} &\leq P_{Gn} \leq Cap_{Gn} \\
Q_{Gn} &\leq Cap_{Gn} \cdot \tan(\cos^{-1} fp_{Gn}) \\
Q_{Gn} &\geq -Cap_{Gn} \cdot \tan(\cos^{-1} fp_{Gn})
\end{aligned}$$

Paso 7: Aplicación en las redes modelo y casos de estudio

Paso 8: Análisis de resultados

Paso 9: Conclusiones

Fin

4 Sistemas eléctricos modelo

El modelo de optimización propuesto se aplicará en dos sistemas eléctricos que corresponden a la red IEEE 9 nodos y IEEE 14 nodos. Los datos de cada red se muestran en los siguientes numerales.

4.1 Red IEEE 9 nodos

El diagrama unifilar de la red IEEE de 9 nodos se presenta en la Figura 3, los datos del sistema se describen en las tablas expuestas a continuación.

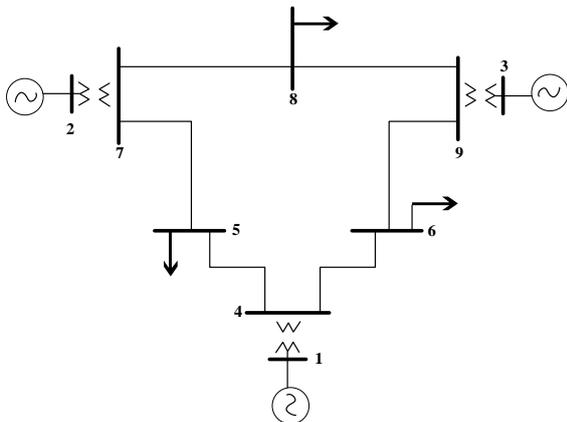


Figura 3. Diagrama unifilar IEEE 9 nodos [78].

Tabla 5. Datos de generadores operativos – IEEE 9 nodos [78].

Item	G1	G2	G3
Nodo	1	2	3
Pmax [MW]	200	130	50
Pmin [MW]	0	0	0
Qmax [MVar]	87.2	97.5	31.0
Qmin [MVar]	-87.2	-97.5	-31.0
CVP [USD/MWh]	25	30	60

Los datos asociados a los nodos se describen en la Tabla 6:

Tabla 6. Datos de los nodos–IEEE 9 nodos [78].

Nodo	Vnom [kV]	Tipo	Carga [MW]	Carga [MVar]
1	16.5	Slack	0	0
2	18	PQ	0	0
3	13.8	PQ	0	0
4	230	PQ	0	0
5	230	PQ	125	50
6	230	PQ	90	30
7	230	PQ	0	0
8	230	PQ	100	35
9	230	PQ	0	0

Los enlaces de la red IEEE 9 nodos figuran en la Tabla 7.

Tabla 7. Enlaces de la red–IEEE 9 nodos [78].

Nodo i	Nodo j	R [pu]	X [pu]	B [pu]	Limit [MVA]
4	1	0	0.0576	0	300
2	7	0	0.0625	0	300
9	3	0	0.0586	0	300
5	4	0.01	0.068	0.176	150
6	4	0.017	0.092	0.158	150
7	5	0.032	0.161	0.306	150

9	6	0.039	0.1738	0.358	150
7	8	0.0085	0.0576	0.149	150
8	9	0.0119	0.1008	0.209	150

En la Tabla 8 se establecen los parámetros de los generadores distribuidos posibles a ser incorporados en el sistema en el mediano plazo.

Tabla 8. GD candidatos en la red IEEE 9 nodos [78], [79]

	Gc1	Gc2	Gc3
Nodo	5	6	8
Cmax [MW]	50	30	40
Pmin [MW]	0	0	0
b [USD/MWh]	20	29	32
Qmax [Mvar]	70	60	50
Qmin [Mvar]	-70	-60	-45
Cinv [USD/kW]	1500	900	1200
Vida útil [años]	50	20	50
Factor potencia	0.9	0.8	0.8

4.2 Modelo IEEE 14 nodos

Los datos de la red IEEE de 14 nodos se presentan en las tablas subsiguientes, mientras que el diagrama unifilar de la red IEEE 14 nodos se presenta en la Figura 4.

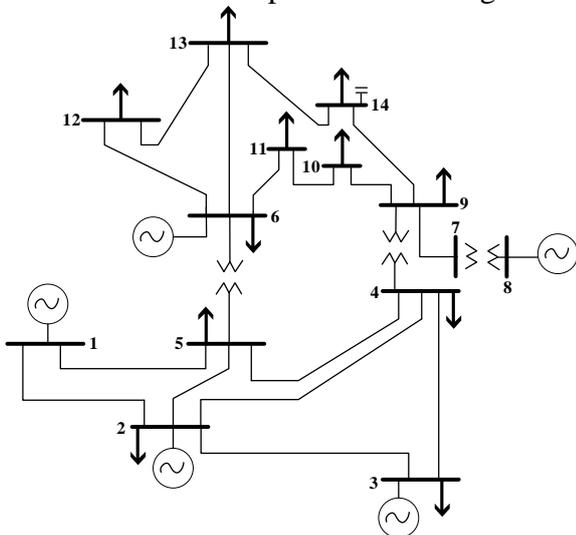


Figura 4. Diagrama unifilar IEEE 14 nodos [80].

Los datos asociados al sistema de generación operativo del sistema IEEE 14 nodos se describen en la Tabla 9:

Tabla 9. Datos de generadores operativos – IEEE 14 nodos [80].

Item	G1	G2	G3	G4	G5
Nodo	1	2	3	6	8
Pmax [MW]	160	80	50	30	30
Pmin [MW]	10	20	20	0	0
CVP [USD/MWh]	20	20	40	40	40
Qmax [MW]	100.0	50.0	40.0	24	24
Qmin [MW]	-100.0	-42.0	-	-24	-24

Los datos asociados a los nodos del sistema IEEE 14 nodos se describen en la

Tabla 10:

Tabla 10. Parámetros de los nodos-IEEE 14 nodos [80].

Nodo	Vnom [kV]	Tipo	Carga [MW]	Carga [MVar]	Cp [Mvar]
1	138	Slack	0	0	0
2	138	PQ	21.7	12.7	0
3	138	PQ	94.2	19	0
4	138	PQ	47.8	-3.9	0
5	138	PQ	7.6	1.6	0
6	138	PQ	11.2	7.5	0
7	69	PQ	0	0	0
8	13.8	PQ	0	0	0
9	69	PQ	29.5	16.6	0
10	69	PQ	9	5.8	0
11	69	PQ	3.5	1.8	0
12	69	PQ	6.1	1.6	0
13	69	PQ	13.5	5.8	0
14	69	PQ	14.9	5	25

Los datos de los enlaces de la red IEEE de 14 nodos son presentados en la Tabla 11.

Tabla 11. Parámetros de los enlaces IEEE 14 nodos [80].

Nodo i	Nodo j	R (pu)	X (pu)	B [pu]	Límite MVA
1	2	0.01938	0.05917	0.0528	120
1	5	0.05403	0.22304	0.0492	65
2	3	0.04699	0.19797	0.0438	36
2	4	0.05811	0.17632	0.0374	65
2	5	0.05695	0.17388	0.034	50
3	4	0.06701	0.17103	0.0346	65
4	5	0.01335	0.04211	0.0128	45
4	9	0	0.55618	0	32
5	6	0	0.25202	0	45
6	11	0.09498	0.1989	0	18
6	12	0.12291	0.25581	0	32
6	13	0.06615	0.13027	0	32
7	8	0	0.17615	0	32
7	9	0.09711	0.11038	0	32
9	10	0.03181	0.0845	0	32
9	14	0.12711	0.27038	0	32
10	11	0.08205	0.19207	0	12
12	13	0.22092	0.19988	0	12
13	14	0.17093	0.34802	0	12

Los parámetros de los potenciales generadores distribuidos corresponden a los que se presentan en la Tabla 12.

Tabla 12. GD candidatos en la red IEEE 14 nodos [79], [80].

	Gc1	Gc2	Gc3	Gc4	Gc5
Nodo	2	6	14	3	4
Cmax [MW]	150	100	200	100	100
Pmin [MW]	0	0	0	0	0
b [USD/MWh]	20	15	25	53	46

Qmax [Mvar]	70	60	80	60	60
Qmin [Mvar]	-70	-60	-85	-60	-60
Cinv [USD/kW]	1500	900	1200	1300	1350
Vida útil [años]	50	20	50	25	25
Factor potencia	0.90	0.84	0.87	0.86	0.86

4.3 Parámetros para el modelo

Además de los datos de las redes modelos a usar, se requiere algunos parámetros adicionales, el detalle se presenta a continuación:

- Potencia base corresponde a 100 MVA.
- Costo de la energía no suministrada asciende a 1533 USD/MWh según lo establecido en la norma nacional [81].
- Período de mediano plazo para el análisis corresponde a 3 años [82].
- El crecimiento anual de la demanda será exponencial y considerará los porcentajes del 5% y 7% [82].
- La tasa de descuento para evaluar las anualidades de la inversión de los potenciales generadores distribuidos a ser implementados corresponde al 10% según lo establecido por la Corporación Financiera Nacional [83].
- Los datos de los potenciales generadores distribuidos corresponden a datos tipo según [79], [81].

4.4 Casos de Prueba

El modelo de optimización será aplicado a dos casos de prueba, los que se detallan a continuación:

- **9 nodos (Sin GD / Con GD):** Para efectuar este caso de prueba se usará la red IEEE de 9 nodos. La carga ubicada será incrementada en función al crecimiento de la demanda para un período de 3 años. En ese sentido, el análisis se centrará en dos marcos durante el período de

análisis, uno con el incremento de la demanda al 5% y otro con el incremento de demanda al 7%. Por cada uno de los marcos se procederá a verificar los aspectos económicos y técnicos cuando al sistema eléctrico modelo no se incluya GD y cuando se incorpora GD.

- **14 nodos (Sin GD / Con GD):** Para efectuar este caso de prueba se usará la red IEEE de 14 nodos. La carga ubicada será incrementada en función al crecimiento de la demanda para un período de 3 años. En ese sentido, el análisis se centrará en dos marcos durante el período de análisis, uno con el incremento de la demanda al 5% y otro con el incremento de demanda al 7%. Por cada uno de los marcos se procederá a verificar los aspectos económicos y técnicos cuando al sistema eléctrico modelo no se incluya GD y cuando se incorpora GD.

5 Análisis de resultados

Al efectuar los casos de prueba y por ende resolver el modelo de optimización, se han obtenidos distintos resultados, cuyo análisis se muestra en los siguientes numerales:

5.1 9 nodos (Sin GD / Con GD)

El análisis inicia por los aspectos técnicos, teniendo en cuenta los crecimientos de demanda y la GD, en la Tabla 13 se presenta la producción de energía de energía, la carga abastecida y las pérdidas de potencia activa.

Tabla 13. Producción – Carga – Pérdidas - 9 nodos (Sin GD / Con GD) [autor].

	Potencia (MW)			
	5%		7%	
Item	Con GD	Sin GD	Con GD	Sin GD
LNS				9.78
N 6				9.78

PGO	330.00	368.49	330.00	380.00
N 1	200.00	200.00	200.00	200.00
N 2	130.00	130.00	130.00	130.00
N 3		38.49		50.00
PGN	38.45		59.70	
N 5	38.45		50.00	
N 6			9.70	
Carga	364.65	364.65	385.89	385.89
N 5	144.70	144.70	153.13	153.13
N 6	104.19	104.19	110.25	110.25
N 8	115.76	115.76	122.50	122.50
Pr	3.80	3.84	3.81	3.89
% Pr	1.04%	1.05%	0.99%	1.01%

Donde:

LNS: Carga No Suministrada
 PGO: Potencia de los generadores operativos
 PGN: Potencia de los GD incorporados
 CD: Crecimiento de la demanda
 GD: Generación Distribuida
 Pr: Pérdidas activas
 N: Nodo del sistema

De la Tabla 13 al analizar el incremento de demanda del 5% en un escenario sin GD, se puede señalar que no se activa la Carga No Suministrada, lo que conlleva a señalar que el parque generador operativo es capaz de abastecer la demanda incrementada produciendo un porcentaje de 1.05% de pérdidas con respecto a la demanda total del sistema, lo que equivalente a 3.84 MW.

Bajo el marco evaluado, se puede señalar que al incluir la GD, se incorpora un GD en el nodo 5 del sistema con un despacho de 38.45 MW, desplazando generación ineficiente y costosa, es así que el generador operativo ubicado en el nodo 3 no es despachado, al efectuar este ajuste en el mediano plazo, se puede observar que las pérdidas ascienden a un valor equivalente del 1.04% con respecto a la demanda total del sistema, lo que corresponde a 3.80MW,

reduciéndose las pérdidas a comparación del sistema cuando no interviene la GD.

De forma complementaria, se analiza el sistema con un crecimiento de la demanda con un 7%, en ese escenario y al no contar con GD se observa que existe carga no suministrada cuyo valor asciende a 9.78 MW, lo cual va a encarecer la operación del sistema dado que se activa el Costo de Energía No Suministrada, bajo la premisa que no se abastece la carga, las pérdidas ascienden a 3.89 MW que equivale al 1.01% con respecto a la demanda total del sistema.

Bajo el crecimiento de demanda del 7% y la incorporación de la GD, se puede concluir que la demanda es abastecida en su totalidad, aspecto por el cual no existe carga no suministrada, obteniéndose que la GD se ubica en el Nodo 5 y nodo 6 con un despacho de 50 MW y 9.70 MW, respectivamente, desplazando nuevamente la generación costosa, aspecto por el cual el generador operativo en el nodo 3 no es despachado. Las pérdidas ascienden a un valor de 3.81 MW que corresponde a un 0.99% con respecto a la demanda, reduciéndose a comparación cuando el sistema no usa GD.

El despacho del parque generador tanto operativo como los nuevos GD obligan a una reasignación de flujos de potencia en la red, un resultado evidente son los perfiles de voltaje, los cuales se presentan en la Figura 5.

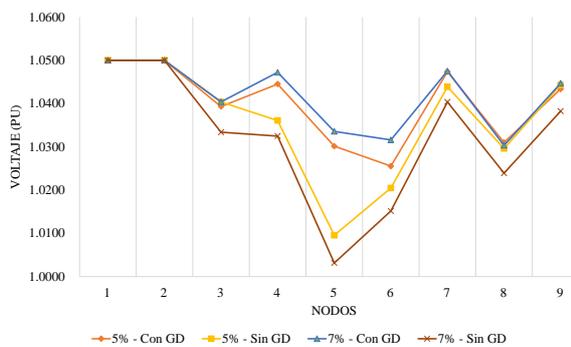


Figura 5. Perfil de voltaje - 9 nodos (Sin GD / Con GD) [autor].

De la Figura 5 se observa que bajo cualquier escenario de carga cuando el sistema no incorpora GD los perfiles de voltaje se reducen a comparación del sistema con GD, lo que permite también que la estabilidad a nivel de voltaje se incremente dado que los voltajes se mantienen dentro de la banda operativa. Adicional y como ya se mencionó, los flujos de potencia varían en función del crecimiento de la demanda y la incorporación de la GD. Por tanto, en la Tabla 14 y la Tabla 15 se presentan los flujos de potencia activa y reactiva, respectivamente.

Tabla 14. Flujo Potencia Activa - 9 nodos (Sin GD / Con GD) [autor].

Potencia Activa [MW]					
		5%		7%	
Nodo i	Nodo j	Con GD	Sin GD	Con GD	Sin GD
1	4	200.00	200.00	200.00	200.00
2	7	130.00	130.00	130.00	130.00
3	9	0.00	38.49	0.00	50.00
4	1	-200.00	-200.00	-200.00	-200.01
4	5	92.40	111.45	92.80	117.65
4	6	107.60	88.55	107.20	82.36
5	4	-91.60	-110.22	-92.01	-116.27
5	7	-14.65	-34.48	-11.12	-36.86
6	4	-105.79	-87.31	-105.42	-81.28
6	9	1.61	-16.88	4.86	-19.19
7	2	-130.00	-130.00	-130.00	-130.01
7	5	14.73	34.92	11.17	37.36
7	8	115.27	95.08	118.83	92.65
8	7	-114.22	-94.36	-117.71	-91.96
8	9	-1.55	-21.40	-4.80	-30.54
9	3	0.00	-38.49	0.00	-50.01
9	6	-1.56	17.02	-4.82	19.36
9	8	1.56	21.47	4.82	30.66

Tabla 15. Flujo Potencia Reactiva - 9 nodos (Sin GD / Con GD) [autor].

Potencia reactiva [MVar]					
		5%		7%	
Nodo i	Nodo j	Con GD	Sin GD	Con GD	Sin GD
1	4	20.53	36.00	15.56	42.58
2	7	9.23	15.13	8.95	21.01
3	9	-7.17	-6.55	-7.61	-7.91
4	1	0.59	-14.42	5.46	-20.74
4	5	1.50	18.33	0.36	22.06
4	6	-2.09	-3.91	-5.82	-1.32
5	4	-15.04	-28.39	-14.01	-30.86
5	7	-24.22	-29.49	-23.03	-30.39
6	4	-5.04	-6.06	-1.60	-9.36
6	9	-29.69	-28.67	-27.88	-27.39

7	2	0.40	-5.42	0.68	-11.17
7	5	-8.38	-0.59	-9.85	0.96
7	8	7.97	6.01	9.17	10.21
8	7	-16.95	-17.15	-17.69	-21.35
8	9	-23.56	-23.37	-25.19	-21.52
9	3	7.20	7.37	7.64	9.31
9	6	-8.42	-8.85	-10.54	-9.61
9	8	1.23	1.48	2.90	0.30

La

Figura 6 y la Figura 7 muestra el diagrama unifilar del sistema cuando se ha incorporado la GD bajo un crecimiento de demanda del 5% y del 7% respectivamente.

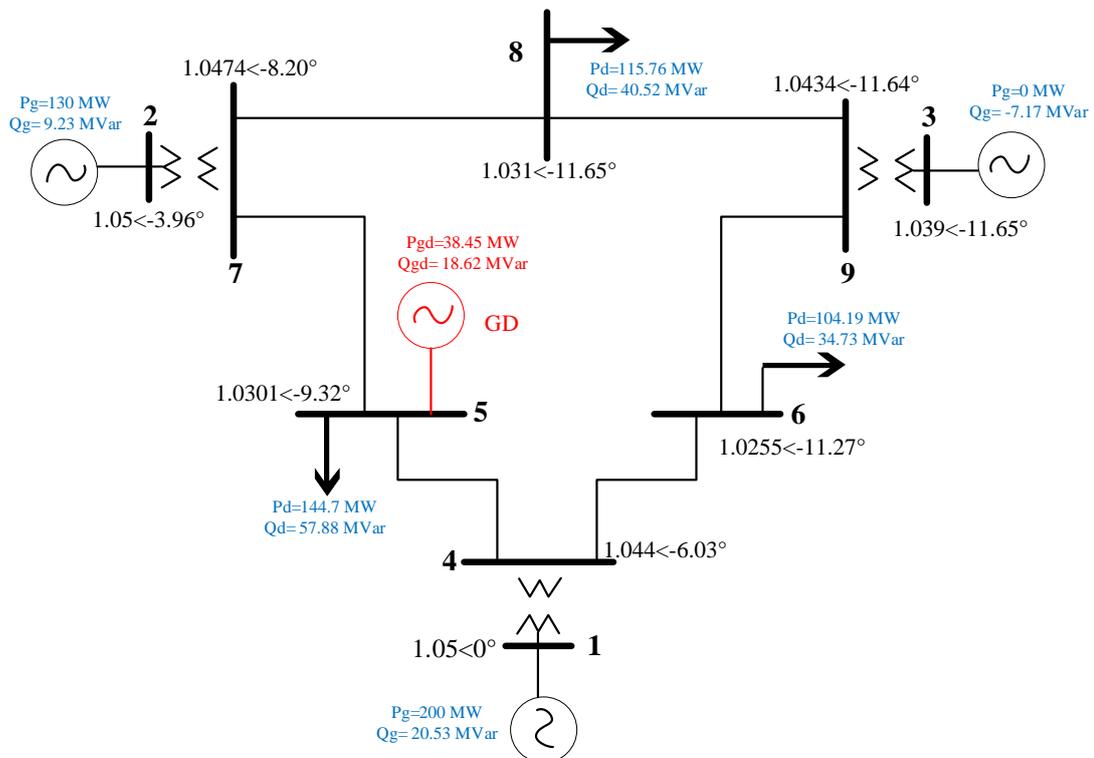


Figura 6. Diagrama Unifilar – 5% CD - 9 nodos con GD [autor].

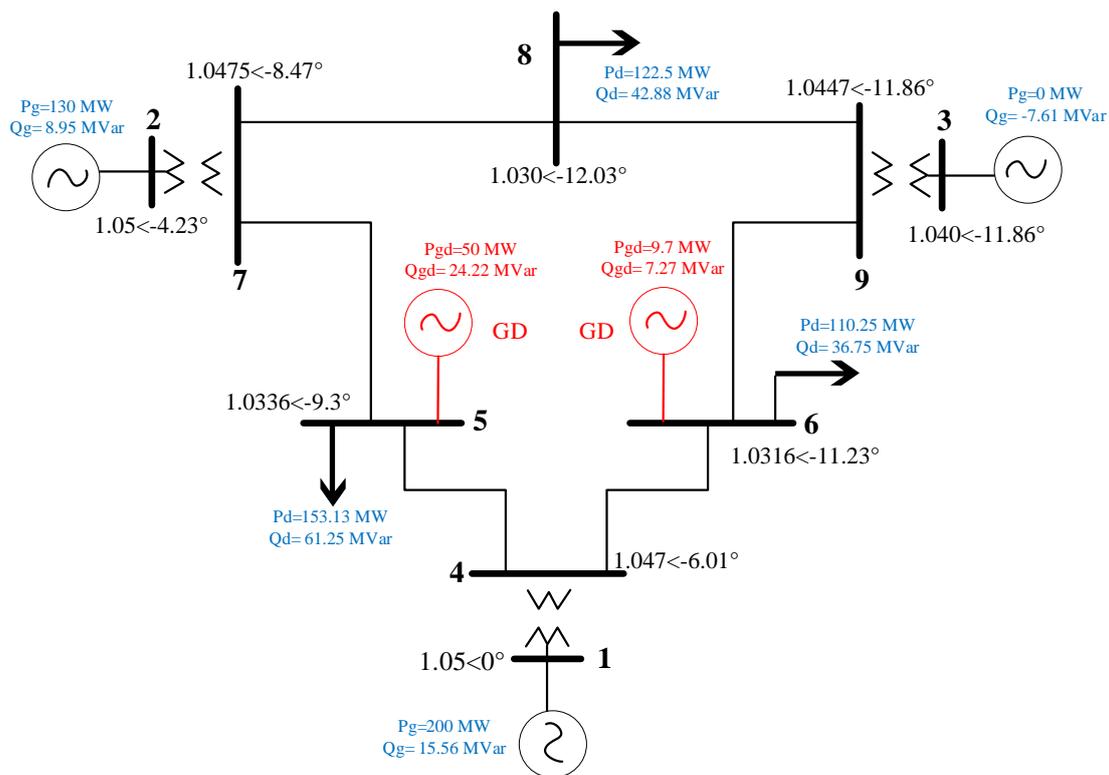


Figura 7. Diagrama Unifilar – 7% CD - 9 nodos Con GD [autor].

Para finalizar se procede al análisis de los costos producidos, los valores por cada valor de crecimiento de la demanda se presentan en la Tabla 16.

Tabla 16. Costo - 9 nodos (Sin GD / Con GD) [autor].

Item	Millones de USD			
	5%		7%	
	Con GD	Sin GD	Con GD	Sin GD
CENS	-	-	-	393.99
Costo Inv-GD	17.45	-	25.77	-
Costo Op-GD	20.21	-	33.67	-
Costo Op-GO	233.89	294.59	233.89	312.73
Total	271.55	294.59	293.33	706.72

Donde:

CENS: Costo de Energía No Suministrada
 Costo Inv-GD: Costo anualizado de la inversión de los nuevos GD
 Costo Op-GD: Costo operativo de los nuevos GD
 Costo Op-GO: Costo operativo de la generación original

De la Tabla 16 y al evaluar los resultados con el 5 % de crecimiento de la demanda al

final del período de análisis, se puede señalar que a pesar de que la carga puede ser abastecida con la generación operativa, el optimizador toma la decisión de incrementar GD lo que reduce el costo total un valor de 23.03 millones de dólares a comparación del escenario donde no se incorpora GD.

El costo de incrementar la GD asciende a 17.45 millones de dólares por concepto de la anualidad de la inversión y un costo operativo de 20.21 millones de dólares, el valor total asciende 37.66 millones de dólares; a pesar de lo comentado, el costo operativo es reducido un valor de 40.49 millones de USD con respecto al abastecimiento sin incluir GD, lo que significa que se evita la utilización de generación costosa que es reemplazada por GD.

Al analizar el sistema con un incremento del 7%, su muestra que la activación de la energía no suministrada por la no incorporación de GD lo que produce un costo de 393.99 millones de dólares. Con la

incorporación de la GD, se puede observar que se abastece la demanda sin la activación de la carga no suministrada, produciendo un costo total de 293.33 millones de dólares, que equivale a una reducción del 58% con respecto al costo obtenido cuando el sistema no incorpora la GD.

Adicionalmente, la incorporación de la GD reduce el costo operativo a un valor de 78.84 millones de USD con respecto al costo obtenido cuando el sistema no incorpora la GD. Para finalizar, la reducción de los costos total al comparar el sistema con GD con respecto al sistema sin GD asciende a un valor de 413.39 millones de dólares que equivale a un 58% de reducción, garantizándose que la GD minimiza los costos y garantiza el abastecimiento.

5.2 14 nodos (Sin GD / Con GD)

De forma similar al caso de prueba anterior, se procede con el análisis de los aspectos técnicos, teniendo en cuenta los crecimientos de demanda y la GD, en la Tabla 17 se presenta la producción de energía de energía, la carga abastecida y las pérdidas de potencia activa.

Tabla 17. Producción – Carga – Pérdidas - 14 nodos (Sin GD / Con GD) [autor].

Item	Potencia [MW]			
	5%		7%	
	Con GD	Sin GD	Con GD	Sin GD
LNS		18.90		27.93
N3		18.90		27.93
PGO	252.93	289.17	258.46	298.05
N1	160.00	159.17	160.00	160.00
N2	20.00	20.00	20.00	28.05
N3	50.00	50.00	50.00	50.00
N6		30.00		30.00
N8	22.93	30.00	28.46	30.00
PGN	55.07		67.35	

N3	17.91		23.98	
N6	37.16		43.37	
Carga	299.82	299.82	317.29	317.29
N2	25.12	25.12	26.58	26.58
N3	109.05	109.05	115.40	115.40
N4	55.33	55.33	58.56	58.56
N5	8.80	8.80	9.31	9.31
N6	12.97	12.97	13.72	13.72
N9	34.15	34.15	36.14	36.14
N10	10.42	10.42	11.03	11.03
N11	4.05	4.05	4.29	4.29
N12	7.06	7.06	7.47	7.47
N13	15.63	15.63	16.54	16.54
N14	17.25	17.25	18.25	18.25
Pr	8.17	8.25	8.52	8.70
% Pr	2.72%	2.75%	2.69%	2.74%

Donde:

LNS: Carga No Suministrada

PGO: Potencia de los generadores operativos

PGN: Potencia de los GD incorporados

CD: Crecimiento de la demanda

GD: Generación Distribuida

Pr: Pérdidas activas

N: Nodo del sistema

De la Tabla 17 se puede indicar que bajo un escenario sin GD y ante cualquiera de los incrementos de carga, sea este del 5% o del 7% señalados en los parámetros de los casos de prueba, se activa la Carga No Suministrada, lo que conlleva a señalar que el parque generador operativo no es capaz de abastecer la demanda incrementada, produciéndose un desabastecimiento de 18.9 MW y de 27.93 MW, con respecto a un crecimiento del 5% y del 7%, respectivamente. Adicional bajo un escenario sin GD, las pérdidas ascienden a 8.25 MW y 8.70 MW con respecto a un crecimiento del 5% y del 7%, lo que corresponden a un valor de 2.75% con

respecto a la demanda a ser abastecida en dichos escenarios de carga.

Al considerar la incorporación de la GD en cualquier escenario de crecimiento de la demanda esta se incorpora en los nodos 3 y 6, con una asignación de 17.91 MW y 37.16 MW al considerar un escenario de crecimiento de carga del 5%, mientras que para el escenario de crecimiento de demanda del 7% la GD asignada corresponde a 23.98 MW y 43.37 MW, de lo cual se concluye que no se activa la Carga No Suministrada. La ubicación y despacho de la GD conlleva a desplazar generadores costosos, es así que, el generador operativo ubicados en el nodo 6 no es despachado y el generador operativo ubicado en el nodo 8 reduce su aporte en el abastecimiento de la demanda. Para culminar, se muestra que las pérdidas ascienden a un valor equivalente de 8.17 MW y de 8.52 MW para un escenario de incremento de la demanda del 5% y 7% respectivamente, lo que representa un promedio del 2.71% con respecto a la demanda total del sistema a ser abastecida en esos escenarios de carga, lo que permite también señalar que con la incorporación de la GD las pérdidas son reducidas con respecto al escenario donde el sistema no introduce GD.

El despacho del parque generador tanto operativo como los nuevos GD obligan a una reasignación de flujos de potencia en la red, un resultado evidente son los perfiles de voltaje, los cuales se presentan en la Figura 8.

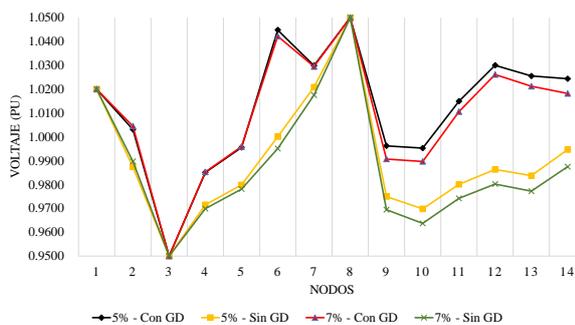


Figura 8. Perfil de voltaje - 14 nodos (Sin GD / Con GD) [autor].

Al igual que en el caso de prueba anterior, la Figura 8 conlleva a señalar que bajo cualquier escenario de carga cuando el sistema no incorpora GD los perfiles de voltaje se reducen a comparación del sistema con GD, lo que permite también que la estabilidad a nivel de voltaje se incremente dado que los voltajes se mantienen dentro de la banda operativa. Adicional y como ya se mencionó, los flujos de potencia varían en función del crecimiento de la demanda y la incorporación de la GD, por tanto, en la Tabla 18 y la

Tabla 19 se presentan los flujos de potencia activa y reactiva, respectivamente.

Tabla 18. Flujo Potencia Activa - 14 nodos (Sin GD / Con GD) [autor].

Potencia activa [MW]					
Enlace		5%		7%	
i	j	Con GD	Sin GD	Con GD	Sin GD
1	2	108.07	107.65	108.59	106.62
1	5	51.93	51.52	49.28	53.38
2	1	-105.90	-105.39	-106.39	-104.43
2	3	36.00	36.00	36.00	36.00
2	4	37.14	36.73	36.89	39.57
2	5	27.64	27.54	26.91	30.34
3	2	-35.22	-35.31	-35.21	-35.30
3	4	-5.92	-4.83	-6.21	-2.17
4	2	-36.34	-35.92	-36.11	-38.64
4	3	6.17	4.93	6.46	2.25
4	5	-41.56	-40.11	-43.42	-40.27
4	9	16.40	15.77	0.00	18.10
5	1	-50.53	-50.10	-50.04	-51.85
5	2	-27.20	-27.08	-26.50	-29.80
5	4	41.81	40.34	43.69	40.50
5	6	27.11	28.05	23.53	31.84

6	5	-27.11	-28.05	-23.53	-31.84
6	11	16.34	12.70	16.60	13.66
6	12	9.90	9.31	10.42	9.90
6	13	25.06	23.07	26.16	24.55
7	8	-22.93	-30.00	-28.46	-30.00
7	9	22.93	30.00	28.46	30.00
8	7	22.93	30.00	28.46	30.00
9	4	0.00	-15.77	-14.51	-18.10
9	7	-22.33	-28.92	-27.60	-28.85
9	10	-1.44	2.02	-0.83	1.93
9	14	6.02	8.52	6.81	8.88
10	9	1.44	-2.01	0.83	-1.92
10	11	-11.86	-8.41	-11.86	-9.11
11	6	-16.05	-12.53	-16.29	-13.47
11	10	12.00	8.48	12.00	9.18
12	6	-9.79	-9.21	-10.29	-9.78
12	13	2.73	2.14	2.82	2.31
13	6	-24.67	-22.72	-25.74	-24.14
13	12	-2.71	-2.13	-2.80	-2.29
13	14	11.76	9.22	12.00	9.90
14	9	-5.76	-8.27	-6.52	-8.63
14	13	-11.49	-8.98	-11.73	-9.62
9	6	-1.56	17.02	-4.82	19.36
9	8	1.56	21.47	4.82	30.66

Tabla 19. Flujo Potencia Reactiva - 14 nodos (Sin GD / Con GD) [autor].

Potencia Reactiva [MVar]					
Enlace		5%		7%	
i	j	Con GD	Sin GD	Con GD	Sin GD
1	2	-5.67	21.08	-8.17	17.40
1	5	-1.05	6.05	-1.14	6.59
2	1	6.92	-19.49	9.48	-16.04

2	3	17.21	9.16	17.94	10.34
2	4	-2.59	-3.73	-1.85	-2.27
2	5	-5.67	-5.64	-4.88	-4.12
3	2	-18.10	-10.38	-18.79	-11.52
3	4	-18.73	-11.62	-18.72	-11.75
4	2	1.32	2.59	0.52	1.49
4	3	16.12	8.66	16.11	8.77
4	5	-11.71	-6.86	-11.49	-6.53
4	9	-1.21	0.13	-0.36	1.05
5	1	1.84	-5.12	1.81	-5.22
5	2	3.62	3.73	2.74	2.47
5	4	11.26	6.38	11.10	6.06
5	6	-18.57	-6.84	-17.62	-5.27
6	5	21.31	9.03	19.81	8.01
6	11	8.05	4.12	8.80	4.08
6	12	1.39	1.00	1.65	1.15
6	13	3.09	1.17	3.87	1.57
7	8	-11.33	-16.16	-11.32	-18.02
7	9	11.33	16.16	11.32	18.02
8	7	12.41	18.12	12.88	20.10
9	4	2.76	1.34	1.57	0.90
9	7	-10.64	-14.93	-10.35	-16.71
9	10	1.68	5.21	1.50	5.85
9	14	-13.01	-10.84	-13.06	-10.37
10	9	-1.68	-5.19	-1.49	-5.82
10	11	-5.04	-1.53	-5.61	-1.29
11	6	-7.44	-3.76	-8.15	-3.67
11	10	5.36	1.68	5.95	1.46
12	6	-1.16	-0.78	-1.39	-0.89
12	13	-0.69	-1.08	-0.57	-1.07
13	6	-2.33	-0.47	-3.03	-0.78
13	12	0.71	1.09	0.59	1.08

13	14	-5.10	-7.33	-4.67	-7.41
14	9	13.57	11.39	13.65	10.91
14	13	5.64	7.83	5.22	7.97
9	6	-8.42	-8.85	-10.54	-9.61
9	8	1.23	1.48	2.90	0.30

La Figura 9 y la

Figura 10 muestra el diagrama unifilar del sistema con la incorporación de GD bajo un crecimiento de demanda del 5% y del 7% respectivamente.

Para finalizar se procede al análisis de los costos producidos, los valores por cada valor de crecimiento de la demanda se presentan en la Tabla 20.

Tabla 20. Costos- 14 nodos (Sin GD / Con GD) [autor].

Millones de USD				
	5%		7%	
Item	Con GD	Sin GD	Con GD	Sin GD
CENS	-	761.50	-	1,125.09
Costo Inv-GD	19.48	-	24.06	-
Costo Op-GD	39.59	-	50.50	-
Costo Op-GO	171.27	209.81	177.09	214.47
Total	230.34	971.30	251.64	1,339.56

Donde:

CENS: Costo de Energía No Suministrada
 Costo Inv-GD: Costo anualizado de inversión de nuevos GD
 Costo Op-GD: Costo operativo de los nuevos GD
 Costo Op-GO: Costo operativo de la generación original

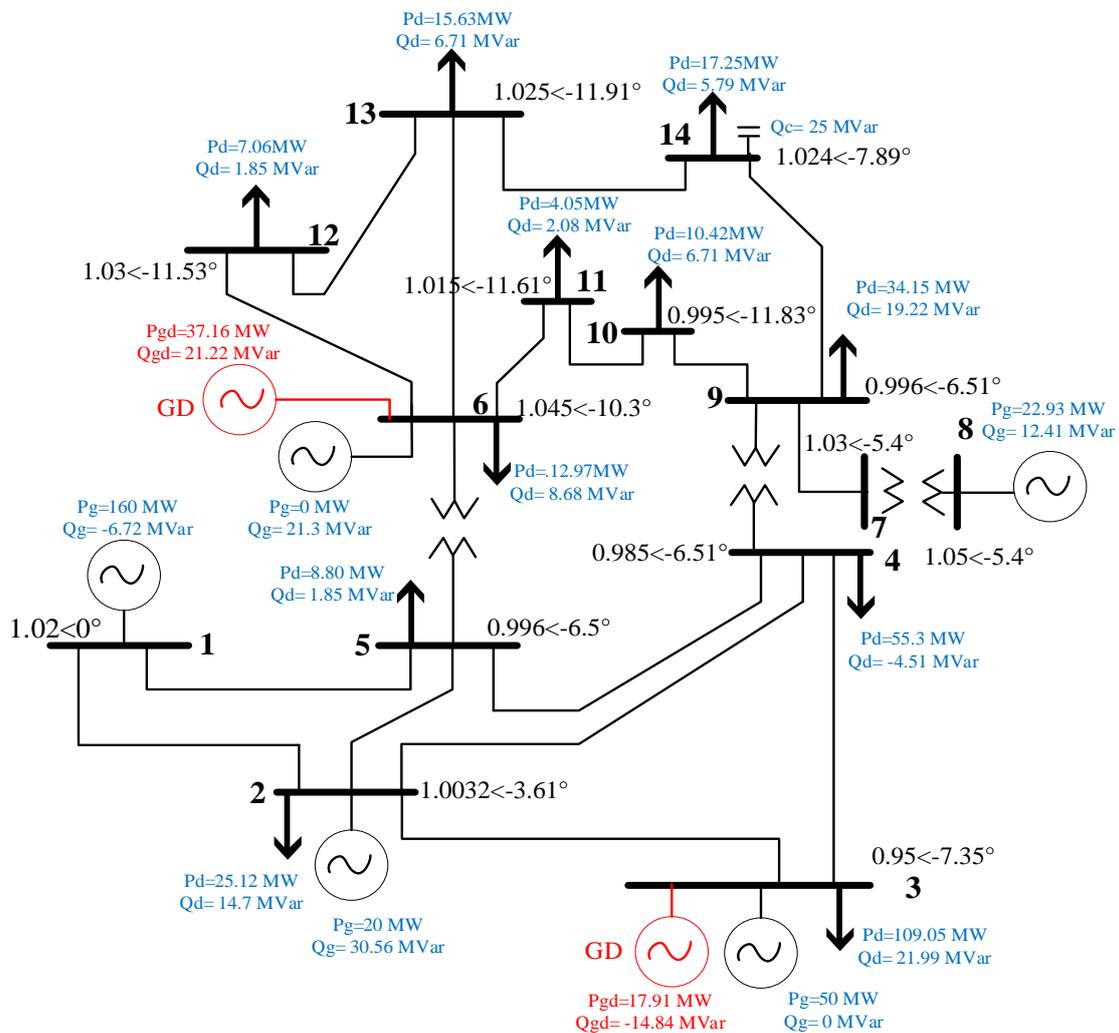


Figura 9. Diagrama Unifilar – 5% CD - 14 nodos con GD [autor].

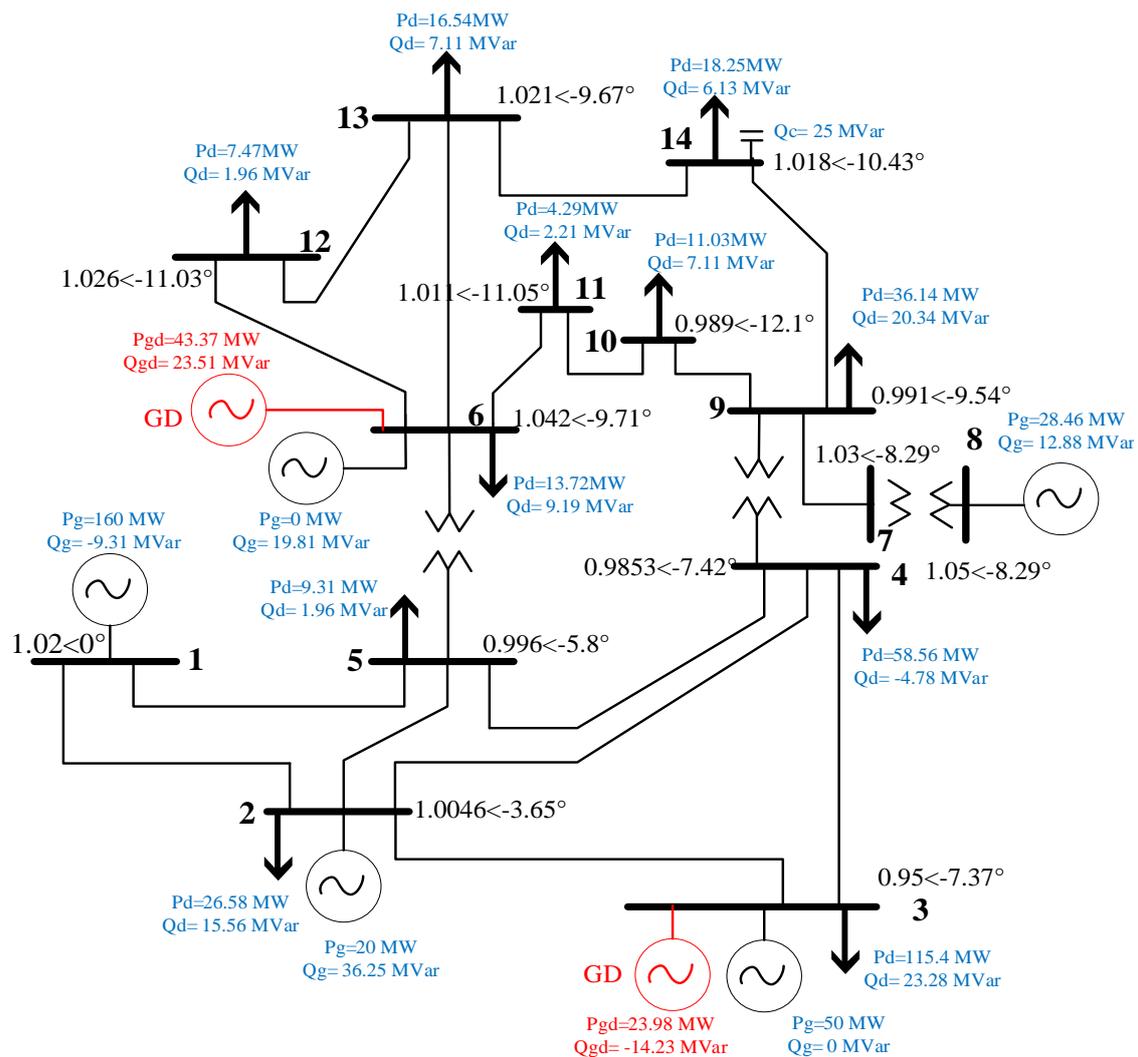


Figura 10. Diagrama Unifilar – 7% CD - 14 nodos con GD [autor].

Al evaluar los resultados bajo un escenario de crecimiento de la demanda el 5%, se observa que el costo total cuando el sistema incorpora GD se reduce un 76.29% con respecto al costo obtenido cuando el sistema no incorpora GD y se activa la Carga No Suministrada, es decir que hay una diferencia de 740.96 millones de dólares. Por tanto, se puede señalar que el CENS puede ser un índice importante para que se evalúe la pertinencia de incluir o no la GD en el mediano plazo, valorando de esta forma como se percibiría económicamente el desabastecimiento de la demanda con respecto a invertir en GD,

para el caso que nos compete la inclusión de la GD conllevo a un valor de 59.07 millones de dólares.

De la misma forma, al evaluar el escenario con un 7% de crecimiento de la demanda, se señala también que el costo total cuando el sistema incorpora GD se reduce un 81.21% con respecto al costo obtenido cuando el sistema no incorpora GD y se activa la Carga No Suministrada, es decir que hay una diferencia de 1087.92 millones de dólares. Para este caso, el costo total por la incorporación de la GD asciende a un valor de 74.56 millones de USD, que a comparación de los 1087.92 millones de

dólares, se justifica de sobremanera la incorporación de la GD a contraprestación del desabastecimiento de la demanda.

6 Conclusiones

Considerando los resultados de los casos de prueba, se puede indicar lo siguiente:

- El modelo de optimización planteado, ha permitido obtener la ubicación y asignación de potencia de nuevos generadores distribuidos tomando en cuenta su incorporación en el mediano plazo bajo distintos escenarios de carga, usando como uno de los indicadores relevantes el Costo de Energía No Suministrada - CENS.
- De los resultados para el sistema IEEE 9 nodos, se puede señalar que, bajo un crecimiento de la demanda del 5% y sin incorporación de GD, el parque generador existente puede abastecer la demanda despachándose 368.49 MW, sin embargo, el costo total asciende a 294.59 millones de dólares. Al comparar estos resultados con los que se obtienen cuando se incorpora la GD, se observa se evita despachar generación ineficiente, asignado un GD en el nodo 5 de 38.45 MW, lo cual genera un costo de 271.55 millones de USD, que corresponde a una reducción del 23.03 millones de dólares.
- Para el mismo sistema IEEE 9 nodos, con un crecimiento de la demanda del 7%, se observa que el parque generador operativo por sí solo no es capaz de abastecer la demanda activándose de esta forma la Carga No Suministrada con un valor de 9.78 MW produciendo un costo total al sistema de 706.72 millones de dólares. Sin embargo, al usar el modelo propuesto, éste asigna dos GD ubicados en los nodos 5 y 6 con una potencia de 50 MW y 9.7 MW respectivamente, permitiendo abastecer la demanda y obteniendo un costo total de 293.33 millones de dólares, que corresponde a una reducción de 413.39 millones de dólares con respecto al escenario cuando no se incorpora la GD.
- Para el caso de prueba de la IEEE 14 nodos, se muestra que para cualquier crecimiento de la demanda el parque generador operativo no es suficiente para abastecer la demanda, activándose la Carga No Suministrada, con un valor de 18.90 MW y 27.93 MW para un crecimiento de demanda del 5% y 7% respectivamente, lo que ha conllevado a tener un costo total del sistema de 971.30 millones de USD y 1339.56 millones de USD, respectivamente.
- Así mismo, para el sistema IEEE 14 nodos cuando se incorpora la GD, el modelo de optimización arroja que la GD a incorporar es ubicada en los nodos 3 y 6 con un valor total de GD de 55.07 MW y 67.35 MW para un escenario de crecimiento de la demanda del 5% y 7%, respectivamente. Esta asignación produce un costo total al sistema de 230.34 millones de USD y de 251.64 millones de USD para un escenario de crecimiento de la demanda del 5% y 7%, respectivamente; lo que a su vez representa una reducción del costo de 740.96 millones de USD y de 1087.92 millones de dólares, lo que permite señalar de manera contundente que la incorporación de la GD no solo ayuda de manera técnica a la red sino que minimiza los costos de forma acertada al compararse con el CENS que como indicador mide el riesgo de desabastecimiento a la demanda.

6.1 Trabajos futuros

Dado que la temática tratada puede abarcar diferentes enfoques, se sugieren como trabajos futuros los siguientes:

- Expansión de las redes de distribución considerando como indicador de decisión la minimización de la Energía No Suministrada.
- Tarifación de redes de distribución considerando los flujos bidireccionales de la Generación Distribuida.
- Subastas de energía para la participación de los generadores distribuidos en un mercado eléctrico.
- Estrategia de despacho óptima con minimización de la Energía No Suministrada basados en la respuesta a la demanda.
- Predicción del posible ingreso de GD bajo mecanismos Big Data.

7 Referencias

- [1] US Energy Information Administration, “Annual Energy Outlook 2022 (AEO2022),” 2022. [Online]. Available: www.eia.gov
- [2] M. F. Akorede, H. Hizam, and E. Pouresmaeil, “Distributed energy resources and benefits to the environment,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 2, pp. 724–734, 2010.
- [3] Y. Wen-yu, Y. Xu-ying, and A. N. G. Jun-jie, “The Impact of Distributed Power Supply System on Power System,” *Northeast Electric Power Technology*, vol. 24, pp. 4–6, 2006.
- [4] N. Acharya, P. Mahat, and N. Mithulananthan, “An analytical approach for DG allocation in primary distribution network,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 28, no. 10, pp. 669–678, 2006.
- [5] P. Chiradeja and R. Ramakumar, “An approach to quantify the technical benefits of distributed generation,” *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 19, no. 4, pp. 764–773, 2004.
- [6] A. A. Bayod-Rújula, “Future development of the electricity systems with distributed generation,” *Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 377–383, 2009.
- [7] N. Manteghi and M. J. H. Jahromi, “Innovative model to priority distributed generation technology,” *Procedia Technology*, vol. 1, pp. 485–489, 2012.
- [8] B. Meyer, “Distributed Generation: Towards an effective contribution to power system security,” *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES*, pp. 1–6, 2007.
- [9] R. C. Dugan, T. E. Mcdermott, and G. J. Ball, “Planning for distributed generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, no. April, pp. 80–88, 2001.
- [10] H. Xue-hao, “Distributed Generation (Distributed Resource) technology and its problems incorporating into power network,” *Electrotechnical Journal*, vol. 10, pp. 1–5, 2004.
- [11] L. I. Dulău, “Optimization of a power system with distributed generation source,” in *2015 9th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE)*, 2015, pp. 903–906.
- [12] V. H. Méndez *et al.*, “Impact of distributed generation on distribution investment deferral,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 244–252, 2006.
- [13] J. Driesen and R. Belmans, “Distributed generation: Challenges and possible solutions,” *2006 IEEE*

- Power Engineering Society General Meeting, PES*, pp. 1–8, 2006.
- [14] L. I. Dulău, M. Abrudean, and D. Bică, “Automation of a distributed generation system,” in *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2014, pp. 1–5.
- [15] D. Gautam and N. Mithulananthan, “Optimal DG placement in deregulated electricity market,” *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 12, pp. 1627–1636, 2007.
- [16] L. F. Ochoa and G. P. Harrison, “Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 198–205, 2010.
- [17] Y. M. Atwa, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama, and R. Seethapathy, “Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 360–370, 2009.
- [18] A. Kumar and W. Gao, “Optimal distributed generation location using mixed integer non-linear programming in hybrid electricity markets,” *IET generation, transmission & distribution*, vol. 4, no. 2, pp. 281–298, 2010.
- [19] W. El-Khattam, Y. G. Hegazy, and M. M. A. Salama, “An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning,” *IEEE transactions on power systems*, vol. 20, no. 2, pp. 1158–1165, 2005.
- [20] C. Wang and M. H. Nehrir, “Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems,” *IEEE Transactions on Power systems*, vol. 19, no. 4, pp. 2068–2076, 2004.
- [21] D. Q. Hung, N. Mithulananthan, and R. C. Bansal, “Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks,” *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 25, no. 3, pp. 814–820, 2010.
- [22] M. Abbagana, G. A. Bakare, I. Mustapha, and B. U. Musa, “Differential evolution based optimal placement and sizing of two distributed generators in a power distribution system,” *Journal of Engineering and Applied Science*, vol. 4, no. 1, pp. 61–70, 2012.
- [23] A. Alarcon-Rodriguez, E. Haesen, G. Ault, J. Driesen, and R. Belmans, “Multi-objective planning framework for stochastic and controllable distributed energy resources,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, no. 2, pp. 227–238, 2009.
- [24] R. Jahani, A. Hosseinzadeh, A. Gharegozi, and M. M. Abadi, “ICA-based Allocation of DGs in a Distribution System,” *American Journal of Scientific Research*, vol. 33, pp. 64–75, 2011.
- [25] M. P. Lalitha, N. S. Reddy, and V. C. V. Reddy, “Optimal DG placement for maximum loss reduction in radial distribution system using ABC algorithm,” *International journal of reviews in computing*, vol. 3, pp. 44–52, 2010.
- [26] M. S. Kumari and S. Maheswarapu, “Enhanced genetic algorithm based computation technique for multi-objective optimal power flow solution,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 736–742, 2010.
- [27] F. G. Benítez-Rios, F. Garcia-Lagos, G. Joya, M. Atencia, and F. Sandoval, “Optimization of distributed generation penetration in distributed power electric systems,”

- in *2011 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, 2011, pp. 1–6.
- [28] R. M. Kamel and B. Kermanshahi, “Optimal size and location of distributed generations for minimizing power losses in a primary distribution network,” 2009.
- [29] S. K. Injeti and N. P. Kumar, “Optimal planning of distributed generation for improved voltage stability and loss reduction,” *International Journal of Computer Applications*, vol. 15, no. 1, pp. 40–46, 2011.
- [30] N. G. A. Hemdan and M. Kurrat, “Distributed generation location and capacity effect on voltage stability of distribution networks,” in *2008 Annual IEEE Student Paper Conference*, 2008, pp. 1–5.
- [31] M. Sedighzadeh, A. Rezazadeh, D. Dehghani, and M. Mohammadi, “Distributed generation allocation to improve steady state voltage stability of distribution networks using clonal selection algorithm,” *International Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 3, no. 2, pp. 52–60, 2011.
- [32] N. Mithulanathan and T. Oo, “Distributed generator placement to maximize the loadability of a distribution system,” *International Journal of Electrical Engineering Education*, vol. 43, no. 2, pp. 107–118, 2006.
- [33] M. M. Aman, G. B. Jasmon, H. Mokhlis, and A. H. A. Bakar, “Optimal placement and sizing of a DG based on a new power stability index and line losses,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 43, no. 1, pp. 1296–1304, 2012.
- [34] S. K. Injeti and N. P. Kumar, “Optimal planning of distributed generation for improved voltage stability and loss reduction,” *International Journal of Computer Applications*, vol. 15, no. 1, pp. 40–46, 2011.
- [35] H. Hashemi-Dezaki, H. Askarian-Abyaneh, and H. Haeri-Khiavi, “Reliability optimization of electrical distribution systems using internal loops to minimize energy not-supplied (ENS),” *Journal of Applied Research and Technology*, vol. 13, no. 3, pp. 416–424, 2015.
- [36] M. Šarić, J. Hivziefendić, and N. Dogru, “Distributed Generation Allocation: Objectives, Constraints and Methods,” in *Advanced Technologies, Systems, and Applications III*, 2019, pp. 132–149.
- [37] L. F. Ochoa, C. J. Dent, and G. P. Harrison, “Distribution network capacity assessment: Variable DG and active networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 87–95, 2009.
- [38] P. Joskow and F. Lévêque, “Patterns of transmission investments,” *Competitive electricity markets and sustainability*, vol. 131, 2006.
- [39] M. Bajaj and A. Kumar Singh, “Hosting capacity enhancement of renewable-based distributed generation in harmonically polluted distribution systems using passive harmonic filtering,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 44, Apr. 2021.
- [40] A. A. Bayod-Rújula, “Future development of the electricity systems with distributed generation,” *Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 377–383, 2009.
- [41] G. Chicco and P. Mancarella, “Distributed multi-generation: A comprehensive view,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 3, pp. 535–551, 2009.
- [42] J. Jaramillo and D. Jaramillo, “Óptima Ubicación de Generación

- Distribuida para Minimización de Pérdidas en un Sistema de Distribución Utilizando Lógica Difusa,” 2021.
- [43] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, “Distributed generation: a definition,” *Electric Power Systems Research*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, 2001.
- [44] G. P. Harrison and A. R. Wallace, “Optimal power flow evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation,” *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 152, no. 1, pp. 115–122, 2005.
- [45] P. Chiradeja, “Benefit of distributed generation: A line loss reduction analysis,” *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, vol. 2005, pp. 1–5, 2005.
- [46] B. Li and X. Li, “Distributed generation sources and their effects on distribution networks,” *International electric power for China*, vol. 9, no. 3, pp. 45–49, 2005.
- [47] F. H. Guan, D. M. Zhao, X. Zhang, B. T. Shan, and Z. Liu, “Research on distributed generation technologies and its impacts on power system,” *1st International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, SUPERGEN '09*, pp. 1–6, 2009.
- [48] A. H. Parsaeifard, M. Manbachi, M. B. Abaee Kopayi, and M. R. Haghifam, “A market-based Generation Expansion Planning in deregulated environment based on distributed generations development,” *2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS 2010*, pp. 677–684, 2010.
- [49] P. Chiradeja and R. Ramakumar, “An approach to quantify the technical benefits of distributed generation,” *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 19, no. 4, pp. 764–773, 2004.
- [50] M. N. Hidayat and F. Li, “Impact of Distributed Generation technologies on generation curtailment,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 4–8, 2013.
- [51] W. El-Khattam and M. M. A. Salama, “Distributed generation technologies, definitions and benefits,” *Electric Power Systems Research*, vol. 71, no. 2, pp. 119–128, 2004.
- [52] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D’haeseleer, “Distributed generation: definition, benefits and issues,” *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, 2005.
- [53] M. Pesaran, P. Dang, and V. K. Ramachandaramurthy, “A review of the optimal allocation of distributed generation : Objectives , constraints , methods , and algorithms,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, no. October 2016, pp. 293–312, 2017.
- [54] T. Zhou and B. Francois, “Energy management and power control of a hybrid active wind generator for distributed power generation and grid integration,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 95–104, 2011.
- [55] A. Ymeri, L. Dervishi, and A. Qorolli, “Impacts of Distributed Generation in Energy Losses and voltage drop in 10 kV line in the Distribution System,” *2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, vol. 3, no. 2, pp. 1315–1319, 2014.
- [56] M. Bajaj and A. Kumar Singh, “Hosting capacity enhancement of

- renewable-based distributed generation in harmonically polluted distribution systems using passive harmonic filtering,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 44, Apr. 2021.
- [57] R. S. al Abri, E. F. El-Saadany, and Y. M. Atwa, “Optimal placement and sizing method to improve the voltage stability margin in a distribution system using distributed generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 326–334, 2013.
- [58] N. Anglani and G. Petrecca, “Fossil fuel and biomass fed distributed generation and utility plants : analysis of energy and environmental performance indicators,” pp. 964–969, 2010.
- [59] S. Bai, “Analysis of the Influence of Distributed Generation Access On the Operation and Management of Distribution Network,” *Proceedings of 2018 IEEE 4th Information Technology and Mechatronics Engineering Conference, ITOEC 2018*, pp. 1477–1480, 2018.
- [60] V. Quintero-Molina, D. Vega, U. Mora, and A. Pavas, “Impact assessment of distributed generation on the power quality and reliability of distribution grid,” *2015 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications, PEPQA 2015 - Proceedings*, pp. 3–9, 2015.
- [61] B. Liu, X. Qian, J. Li, and Y. Zhang, “Optimal sizing of distributed generation based on chaotic free-search algorithm in an island microgrid,” *Proceedings - 2017 Chinese Automation Congress, CAC 2017*, vol. 2017-Janua, no. 515770, pp. 7103–7106, 2017.
- [62] R. S. Zulpo, R. C. Leborgne, and A. S. Bretas, “Optimal location and sizing of distributed generation based on power losses and voltage deviation,” *2014 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, PES T and D-LA 2014 - Conference Proceedings*, vol. 2014-October, pp. 1–5, 2014.
- [63] S. A. Hosseini, S. H. H. Sadeghi, A. Askarian-Abyaneh, S. H. H. Sadeghi, and A. Nasiri, “Optimal placement and sizing of distributed generation sources considering network parameters and protection issues,” *3rd International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2014*, pp. 922–926, 2014.
- [64] A. A. Bazmi and G. Zahedi, “Sustainable energy systems: Role of optimization modeling techniques in power generation and supply—A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 8, pp. 3480–3500, 2011.
- [65] C. Wang and M. H. Nehrir, “Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems,” *IEEE Transactions on Power systems*, vol. 19, no. 4, pp. 2068–2076, 2004.
- [66] H. L. Willis, “Analytical methods and rules of thumb for modeling DG-distribution interaction,” in *2000 power engineering society summer meeting (Cat. No. 00CH37134)*, 2000, vol. 3, pp. 1643–1644.
- [67] N. Ghadimi and R. Ghadimi, “Optimal allocation of distributed generation and capacitor banks in order to loss reduction in reconfigured system,” *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, vol. 4, no. 9, pp. 1099–1104, 2012.
- [68] J. A. M. García and A. J. G. Mena, “Optimal distributed generation location and size using a modified teaching–learning based optimization algorithm,”

- International journal of electrical power & energy systems*, vol. 50, pp. 65–75, 2013.
- [69] W. El-Khattam, Y. G. Hegazy, and M. M. A. Salama, “An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning,” *IEEE transactions on power systems*, vol. 20, no. 2, pp. 1158–1165, 2005.
- [70] R. S. Maciel, M. Rosa, V. Miranda, and A. Padilha-Feltrin, “Multi-objective evolutionary particle swarm optimization in the assessment of the impact of distributed generation,” *Electric Power Systems Research*, vol. 89, pp. 100–108, 2012.
- [71] M. P. Lalitha, V. C. V. Reddy, V. Usha, and N. S. Reddy, “Application of fuzzy and PSO for DG placement for minimum loss in radial distribution system,” *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 5, no. 4, pp. 32–37, 2010.
- [72] L. Wang and C. Singh, “Reliability-constrained optimum placement of reclosers and distributed generators in distribution networks using an ant colony system algorithm,” *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C (Applications and Reviews)*, vol. 38, no. 6, pp. 757–764, 2008.
- [73] F. S. Abu-Mouti and M. E. El-Hawary, “Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm,” *IEEE transactions on power delivery*, vol. 26, no. 4, pp. 2090–2101, 2011.
- [74] J.-H. Teng and C.-N. Lu, “Feeder-switch relocation for customer interruption cost minimization,” *IEEE transactions on power delivery*, vol. 17, no. 1, pp. 254–259, 2002.
- [75] RMER and CRIE, “Metodología para el cálculo del Costo de Energía No Suministrada - CRIE,” 2013.
- [76] CONELEC, “Estimación Referencial del CENS en Ecuador - RESOLUCIÓN No. 025/11,” 2011.
- [77] G. S. Ckardt and H. Pistonesi, “A possibilistic model to estimate the Intrinsic Cost of Non Supply Energy in Electric Distribution Systems,” Argentina, 2012.
- [78] PS CAD, “IEEE 09 Bus System,” Manitoba, 2018.
- [79] IRENA, *Costos de generacion de energía renovable en 2020*. 2021.
- [80] IEEE, “A data sheets for IEEE 14 BUS System,” 2017.
- [81] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2020*. Abu Dhabi: International Energy Agency, 2021. [Online]. Available: www.irena.org
- [82] MERNNR, “Plan Maestro de Electricidad 2019-2027,” *Ministerio de Energía y Recursos No Renovables*, p. 390, 2019, [Online]. Available: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- [83] CFN, “Normativa sobre Operaciones-Manual de Productos Financieros,” 2018.

INSERCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA MINIMIZACIÓN DE ENERGÍA NO SERVIDA

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA		
				Generación Distribuida	Planificación de la generación	Optimización no lineal entera mixta	Abastecimiento de la demanda	Energía No suministrada	Determinación de los tipos de generación distribuida	Implementación de las redes tipo	Modelo de optimización para incorporar GD considerando la ENS	Aplicación de flujos de potencia AC	Restricciones de capacidad de la red	Restricción para abastecimiento de la demanda incluyendo la ENS	Restricción operativa de los generadores	Restricción para flujos de potencia AC	Modelamiento de los tipos de red	Determinación de los tipos de los GD a incorporar	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Inserción y asignación de la GD en la red	Abastecimiento de la demanda en distintos escenarios de carga
13	2014	Automation of a distributed generation system	20																☒			
14	2017	Optimal DG placement in deregulated electricity market	297		☒		☒				☒					☒			☒			☒
15	2010	Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation	575	☒					☒		☒											
16	2019	Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization	1415							☒												
17	2010	Optimal distributed generation location using mixed integer non-linear programming in hybrid electricity markets	190								☒			☒						☒		
18	2015	An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning	670						☒					☒		☒			☒			
19	2014	Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems	1397		☒			☒		☒								☒	☒			
20	2010	Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks	783						☒												☒	
21	2012	Differential evolution based optimal placement and sizing of two distributed generators in a power distribution system	11								☒	☒							☒			
22	2009	Multi-objective planning framework for stochastic and controllable distributed energy resources	146						☒							☒						
23	2011	ICA-based Allocation of DGs in a Distribution System	8	☒	☒										☒				☒	☒		
24	2010	Optimal DG placement for maximum loss reduction in radial distribution system using ABC algorithm	68						☒		☒								☒	☒		☒
25	2010	Enhanced genetic algorithm based computation technique for multi-objective optimal power flow solution	276							☒												

INSERCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA MINIMIZACIÓN DE ENERGÍA NO SERVIDA

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA			
				Generación Distribuida	Planificación de la generación	Optimización no lineal entera mixta	Abastecimiento de la demanda	Energía No suministrada	Determinación de los tipos de generación distribuida	Implementación de las redes tipo	Modelo de optimización para incorporar GD considerando la ENS	Aplicación de flujos de potencia AC	Restricciones de capacidad de la red	Restricción para abastecimiento de la demanda incluyendo la ENS	Restricción operativa de los generadores	Restricción para flujos de potencia AC	Modelamiento de los tipos de red	Determinación de los tipos de los GD a incorporar	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Inserción y asignación de la GD en la red	Abastecimiento de la demanda en distintos escenarios de carga	Flujos de potencia de la red
26	2011	Optimization of distributed generation penetration in distributed power electric systems	5				☒																
27	2019	Optimal size and location of distributed generations for minimizing power losses in a primary distribution network	70		☒	☒											☒						☒
28	2011	“Optimal planning of distributed generation for improved voltage stability and loss reduction	83		☒															☒	☒		
29	2018	Distributed generation location and capacity effect on voltage stability of distribution networks	73			☒																	
30	2017	Distributed generation allocation to improve steady state voltage stability of distribution networks using clonal selection algorithm	56							☒			☒					☒			☒		
31	2016	Distributed generator placement to maximize the loadability of a distribution system	32				☒							☒								☒	
32	2012	Optimal placement and sizing of a DG based on a new power stability index and line losses	325					☒												☒			
33	2011	Optimal planning of distributed generation for improved voltage stability and loss reduction	83	☒																		☒	
34	2018	Distributed Generation Allocation: Objectives, Constraints and Methods	4					☒			☒									☒			
35	2017	Distribution network capacity assessment: Variable DG and active networks	41	☒								☒	☒				☒			☒	☒		
36	2021	Hosting capacity enhancement of renewable-based distributed generation in harmonically polluted distribution systems using passive harmonic filtering	54	☒			☒							☒									☒
37	2019	Distributed multi-generation: A comprehensive view	815								☒										☒		

INSERCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA MINIMIZACIÓN DE ENERGÍA NO SERVIDA

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA				
				Generación Distribuida	Planificación de la generación	Optimización no lineal entera mixta	Abastecimiento de la demanda	Energía No suministrada	Determinación de los tipos de generación distribuida	Implementación de las redes tipo	Modelo de optimización para incorporar GD considerando la ENS	Aplicación de flujos de potencia AC	Restricciones de capacidad de la red	Restricción para abastecimiento de la demanda incluyendo la ENS	Restricción operativa de los generadores	Restricción para flujos de potencia AC	Modelamiento de los tipos de red	Determinación de los tipos de los GD a incorporar	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Inserción y asignación de la GD en la red	Abastecimiento de la demanda en distintos escenarios de carga
38	2021	Óptima Ubicación de Generación Distribuida para Minimización de Pérdidas en un Sistema de Distribución Utilizando Lógica Difusa	0						☒										☒			
39	2001	Distributed generation: a definition	3804	☒															☒		☒	
40	2015	Optimal power flow evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation	304	☒			☒		☒						☒	☒			☒	☒		
41	2015	Benefit of distributed generation: A line loss reduction analysis	396	☒				☒													☒	
42	2005	Distributed generation sources and their effects on distribution networks	40		☒						☒								☒			
43	2019	Research on distributed generation technologies and its impacts on power system	58				☒								☒							
44	2013	Impact of Distributed Generation technologies on generation curtailment	22	☒			☒	☒													☒	☒
45	2014	Distributed generation technologies, definitions and benefits	1292	☒	☒										☒				☒			
46	2005	Distributed generation: definition, benefits and issues	2258			☒																☒
47	2017	A review of the optimal allocation of distributed generation : Objectives , constraints , methods , and algorithms	265	☒			☒	☒				☒		☒	☒		☒				☒	
48	2012	Optimal placement and sizing method to improve the voltage stability margin in a distribution system using distributed generation	538	☒					☒				☒						☒	☒		

INSERCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA MINIMIZACIÓN DE ENERGÍA NO SERVIDA

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA			
				Generación Distribuida	Planificación de la generación	Optimización no lineal entera mixta	Abastecimiento de la demanda	Energía No suministrada	Determinación de los tipos de generación distribuida	Implementación de las redes tipo	Modelo de optimización para incorporar GD considerando la ENS	Aplicación de flujos de potencia AC	Restricciones de capacidad de la red	Restricción para abastecimiento de la demanda incluyendo la ENS	Restricción operativa de los generadores	Restricción para flujos de potencia AC	Modelamiento de los tipos de red	Determinación de los tipos de los GD a incorporar	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Inserción y asignación de la GD en la red	Abastecimiento de la demanda en distintos escenarios de carga	Flujos de potencia de la red	Evaluación de los costos incluyendo la CENS
49	2016	Analysis of the Influence of Distributed Generation Access On the Operation and Management of Distribution Network	11			☒	☒																	
50	2012	Optimal allocation of distributed generation and capacitor banks in order to loss reduction in reconfigured system	16		☒					☒			☒				☒	☒					☒	
51	2013	Optimal distributed generation location and size using a modified teaching-learning based optimization algorithm	298	☒		☒			☒				☒						☒	☒			☒	
52	2011	Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm	801							☒	☒		☒			☒	☒	☒				☒	☒	
53	2019	Feeder-switch relocation for customer interruption cost minimization	203	☒			☒	☒		☒			☒		☒	☒	☒	☒				☒	☒	
54	2015	Metodología para el cálculo del Costo de Energía No Suministrada	0					☒	☒		☒		☒		☒	☒		☒				☒	☒	
55	2011	Estimación Referencial del CENS en Ecuador - RESOLUCIÓN No. 025/11	3	☒				☒	☒				☒									☒	☒	
56	2010	A possibilistic model to estimate the Intrinsic Cost of Non Supply Energy in Electric Distribution Systems	1	☒	☒			☒								☒						☒	☒	
57	2015	Reliability optimization of electrical distribution systems using internal loops to minimize energy not-supplied (ENS)	20			☒		☒				☒			☒							☒	☒	
CANTIDAD:				21	10	9	13	10	14	4	10	9	7	6	9	9	7	9	10	9	21	15	11	16

7.2 Resumen de Indicadores

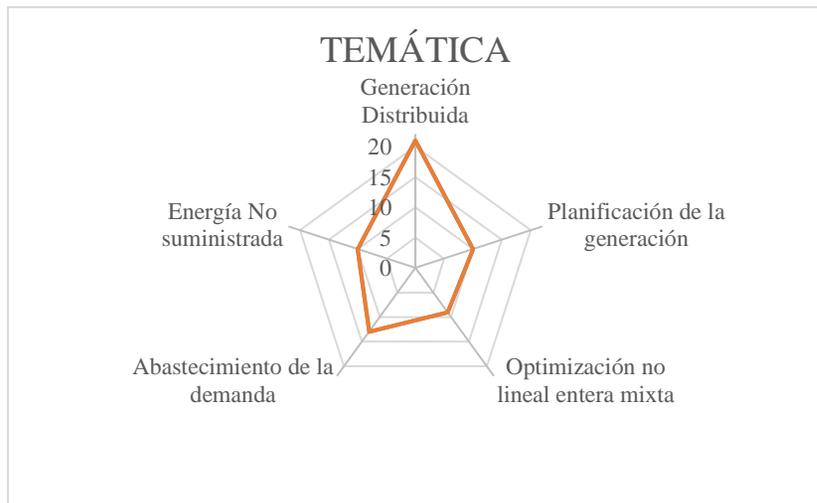


Figura 11. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

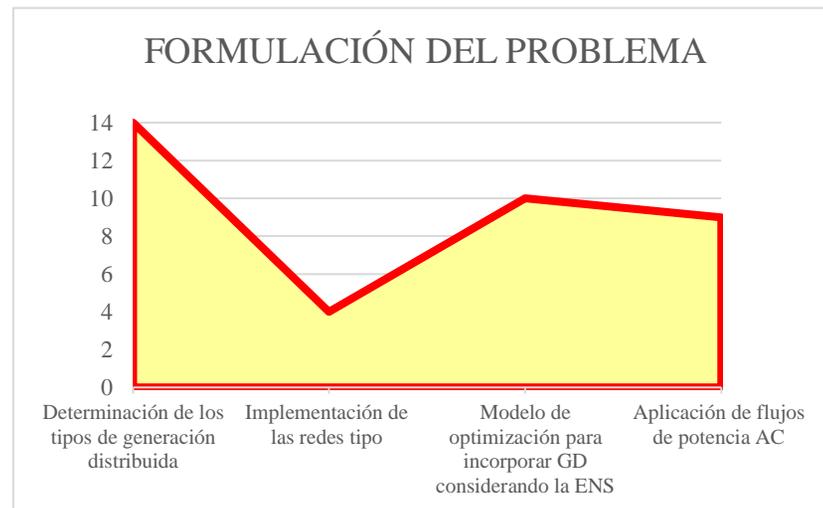


Figura 12. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

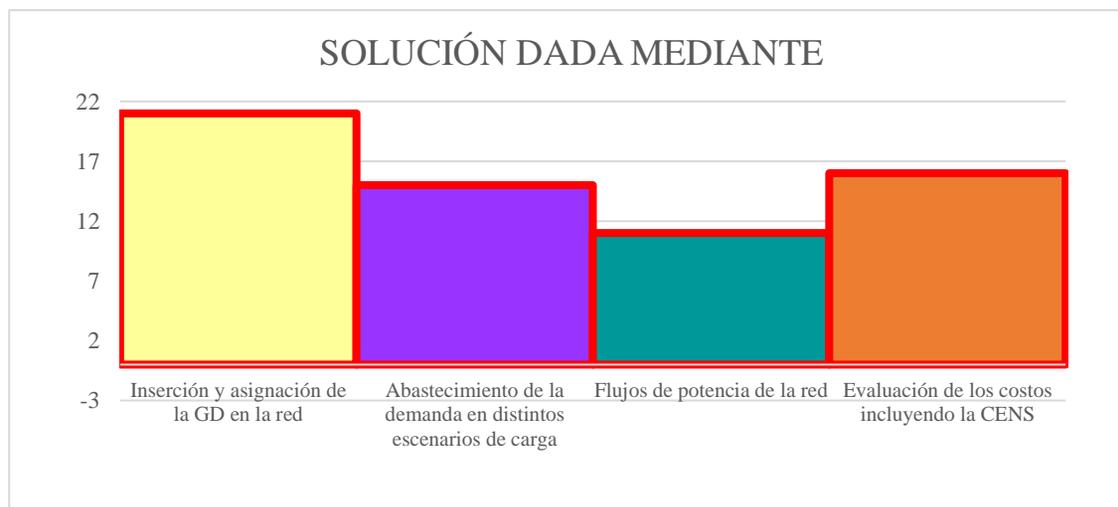


Figura 13. Indicador de solución - Estado del arte.