

**MEJORA DEL PERFIL DEL VOLTAJE EN MICRORREDES USANDO
GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE EL SOFTWARE OPEN DSS**



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

**MEJORA DEL PERFIL DEL VOLTAJE EN MICRORREDES USANDO
GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE EL SOFTWARE OPEN DSS**

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

AUTOR: MICHAEL ALEXANDER RON MEDINA
TUTOR: ALEXANDER ÁGUILA TÉLLEZ

Quito -Ecuador
2022

Michael Alexander Ron Medina

MEJORA DEL PERFIL DEL VOLTAJE EN MICRORREDES USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE EL SOFTWARE OPEN DSS

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Michael Alexander Ron Medina. Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio “San Luis Gonzaga” de la ciudad de Quito, dónde obtuvo el título de Bachiller en Especialidad Físico Matemático. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo consiste en una evaluación de la mejora en los perfiles de voltaje a través de los índices de calidad de voltaje aplicado en microrredes con carga variante y desbalanceada. El modelo de prueba es el IEEE 13-nodos, como red tipo para la modelación y simulación operativa empleando el software OPEN DSS. mronm@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alexander Águila Téllez (Y’1981 – M’09) recibió el título de Ingeniero Eléctrico y el de Máster en Eficiencia Energética en los años 2005 y 2010 respectivamente. En 2019 Recibió el título de Magíster en Ingeniería y 2021 el título de Doctor en Ingeniería, ambos, en la Universidad Pontificia Bolivariana - Colombia-Medellín. Es miembro del Grupo de Investigación GIREI. Sus principales intereses de investigación incluyen la compensación VOLT-VAR en redes de distribución eléctrica, redes inteligentes, minimización de pérdidas de energía, las energías renovables y la eficiencia energética. Es profesor investigador de la Universidad Politécnica Salesiana- Ecuador. aaguila@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

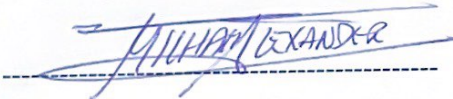
**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Yo, Michael Alexander Ron Medina con documento de identificación N° 1715869192 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, 7 de septiembre del año 2022

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink, reading "MICHAEL ALEXANDER", is written over a horizontal dashed line.

Michael Alexander Ron Medina
1715869192

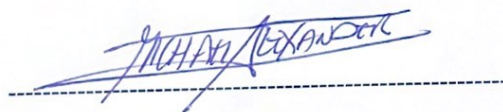
**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Michael Alexander Ron Medina con documento de identificación No. 1715869192, 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: “Mejora del perfil del voltaje en microrredes usando generación distribuida mediante el software OPEN DSS”, 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, 7 de septiembre del año 2022

Atentamente,



Michael Alexander Ron Medina
1715869192

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Alexander Águila Téllez con documento de identificación N° 1755983184, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: MEJORA DEL PERFIL DEL VOLTAJE EN MICRORREDES USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE EL SOFTWARE OPEN DSS, realizado por Michael Alexander Ron Medina con documento de identificación N° 1715869192, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 7 de septiembre del año 2022

Atentamente,



Ing. Alexander Águila Téllez, PhD.
1755983184

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco teórico	4
2.1	Sistema de Distribución	5
2.1.1	Origen de los Sistemas de Distribución desequilibrados	6
2.1.2	Generación Distribuida en las redes de distribución	7
2.1.3	Microrredes de distribución eléctrica	8
2.2	Mejora del Perfil de Voltaje	10
2.2.1	Mecanismos de mejora del perfil de voltaje.....	11
2.2.2	Mejora del perfil de voltaje con GD en la red de distribución.....	12
2.2.3	Índice de Calidad del Nivel de Voltaje	12
3	Análisis de redes eléctricas	13
3.1	Flujos de potencia en sistemas eléctricos desequilibrados.....	13
3.2	Modelación con OpenDSS	14
3.2.1	Ubicación geográfica.....	15
3.2.2	Configuración y modelamiento de Líneas	15
3.2.3	Configuración y modelamiento de la carga.....	17
3.2.4	Modelación de la fuente infinita o Barra infinita	18
3.2.5	Modelación del transformador / regulador.....	18
3.2.6	Modelación de banco de capacitores.....	19
3.2.7	Modelación de Switch, Breakers y Seccionadores.....	19
3.2.8	Modos de simulación	20
3.2.9	Flujo de carga - OpenDSS.....	20
3.3	Pseudocódigo	21
4	Red tipo para el análisis	21
4.1	Parámetros de Trafos.....	21
4.2	Datos del regulador	21
4.3	Datos de bancos de capacitores	21
4.4	Datos de las cargas	22
4.5	Parámetro de las configuraciones.....	24
4.6	Parámetros de las líneas	24
4.7	Casos de estudio	25
5	Análisis de resultados.....	25
5.1	Modelado Sin GD.....	25
5.2	Modelado Con GD	28

6	Conclusiones	32
6.1	Trabajos futuros.....	33
7	Referencias	33
7.1	Matriz de Estado del Arte.....	41
7.2	Resumen de Indicadores.....	47
8	Anexo	48

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Mejora del perfil de voltaje con GD en microrredes de distribución eléctrica.....	4
Figura 2.	Desafíos en la integración de la GD	7
Figura 3.	Arquitectura de una microrred de distribución eléctrica	9
Figura 4.	Coordenadas de nodos en OpenDSS – red modelo	15
Figura 5.	Definición de la línea	15
Figura 6.	Definición de la geometría de la línea	16
Figura 7.	Definición del código de la línea	16
Figura 8.	Definición de los datos del cable	17
Figura 9.	Definición de la carga y Loadshape	18
Figura 10.	Definición de la fuente	18
Figura 11.	Definición del transformador/regulador	19
Figura 12.	Definición del condensador	19
Figura 13.	Definición del switch	20
Figura 14.	Diagrama Unifilar IEEE 13 nodos.....	22
Figura 15.	Tipo de curvas de carga	23
Figura 16.	Estructuras -Líneas aéreas.	24
Figura 17.	Configuración - Cable.....	24
Figura 18.	Diagrama de la red modelo referenciado [84].	26
Figura 19.	Potencia activa entregada red externa – Sin GD.....	26
Figura 20.	Potencia reactiva entregada red externa – Con GD.	26
Figura 21.	Voltaje Nodo 680 a nivel horario [OpenDSS]- Modelo sin GD.....	27
Figura 22.	Voltaje Nodo 652 a nivel horario [OpenDSS]- Modelo sin GD.....	27
Figura 23.	Voltaje Nodo 611 a nivel horario [OpenDSS]- Modelo sin GD.....	28
Figura 24.	Voltaje Nodo 675 a nivel horario [OpenDSS]- Modelo sin GD.....	28
Figura 25.	Ocurrencia del viento.....	29
Figura 26.	Potencia activa entregada red externa–Con GD	29

Figura 27. Potencia reactiva entregada red externa–Con GD	29
Figura 28. Potencia activa entregada aerogenerador [OpenDSS]	30
Figura 29. Potencia reactiva entregada aerogenerador [OpenDSS]	30
Figura 30. Voltaje Nodo 680 a nivel horario - Comparativo.	30
Figura 31. Voltaje Nodo 652 a nivel horario – Comparativo.....	30
Figura 32. Voltaje Nodo 611 a nivel horario – Comparativo.....	31
Figura 33. Voltaje Nodo 675 a nivel horario – Comparativo.....	31
Figura 34. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.	47
Figura 35. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	47
Figura 36. Indicador de solución - Estado del arte.....	47

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tecnología de Generación Distribuida	8
Tabla 2. Variaciones de voltaje admitidas según el índice de calidad	13
Tabla 3. Parámetros de la línea - Line Geometry.....	16
Tabla 4. Parámetros de la línea.	16
Tabla 5. Parámetros de la línea – Wire Data.....	16
Tabla 6. Cuantificaciones elementales del elemento Load.	17
Tabla 7. Modeladores de la carga.....	17
Tabla 8. Cuantificaciones del componente LoadShape.	18
Tabla 9. Parámetros del Source.....	18
Tabla 10. Parámetros del regulador.....	19
Tabla 11. Parámetros del Capacitor.	19
Tabla 12. Pseudocódigo análisis de redes.	21
Tabla 13. Datos técnicos de Trafos	21
Tabla 14. Datos del regulador.	21
Tabla 15. Datos de los compensadores.	21
Tabla 16. Ficha de demandas - i) Concentradas.....	22
Tabla 17. Ficha de demandas - ii) Distribuida.	23
Tabla 18. Valores de curvas de carga.....	23
Tabla 19. Configuración L/T aéreas.....	24
Tabla 20. Configuración de cable subterráneos.	24
Tabla 21. Parámetros de conductores aéreos.	24
Tabla 22. Parámetros del subterráneo.	25

Tabla 23. Datos de la conectividad de los vínculos.	25
Tabla 24. Potencia de la red externa en demanda mínima y máxima – Sin GD.....	26
Tabla 25. Distancia de los Nodos más alejados.	26
Tabla 26. Evaluación del IcV demanda mínima – Sin GD	27
Tabla 27. Evaluación del IcV demanda máxima – Sin GD	27
Tabla 28. Características del aerogenerador	28
Tabla 29. Características del Trafo	28
Tabla 30. Probabilidad del viento.	28
Tabla 31. Capacitor.	29
Tabla 32. Potencia de la red externa en demanda mínima y máxima – Con GD.....	29
Tabla 33. Variaciones de potencia de la red externa en demanda mínima y máxima.	29
Tabla 34. Variaciones porcentuales - Potencia activa.....	29
Tabla 35. Aporte del GD por demanda	30
Tabla 36. Evaluación del IcV- demanda mínima – Con GD	31
Tabla 37. Evaluación del IcV- demanda máxima – Con GD.....	31
Tabla 38. Índice de calidad de voltaje por demanda promedio.....	31
Tabla 39. Pérdidas en demanda mínima.....	32
Tabla 40. Pérdidas en demanda máxima.....	32
Tabla 41: Matriz de estado del arte.	41

MEJORA DEL PERFIL DEL VOLTAJE EN MICRORREDES USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE EL SOFTWARE OPEN DSS

Resumen

El trabajo de investigación se ha desarrollado dado que en las redes de distribución se ha intensificado la incorporación de la generación distribuida con el objeto de percibir beneficios económicos y técnicos para el sistema eléctrico. En tal sentido, el trabajo realizado emplea el modelo IEEE 13 nodos de un sistema de distribución desequilibrado, en el cual se determinará el indicador de calidad de voltaje de los nodos alejados del sistema, lo que permitirá determinar el nodo crítico. La actividad subsiguiente corresponde a incorporar en el nodo crítico el generador distribuido, para proceder con la evaluación las variables eléctricas asociadas a la operación de la microrred, obteniendo el índice de calidad de voltaje, pérdidas y producción de energía que se ve involucrada la red. El análisis se realizará de manera energética para las 24 horas del período de análisis y posteriormente el estudio se enfocará a dos casos de estudio, el primero en demanda mínima y el segundo en demanda máxima, cada una de las simulaciones serán ejecutadas con y sin generación distribuida usando el software OpenDSS, lo que permite establecer los criterios operativos de la generación distribuida en microrredes desbalanceadas.

Palabras Clave: Microrredes, Sistemas de distribución, Sistemas de generación Distribuida, Fuentes de energías renovables y Calidad en sistemas eléctricos.

Abstract

The research work has been carried out since the incorporation of distributed generation has been intensified in the distribution networks in order to perceive economic and technical benefits for the electricity system. In this sense, the work carried out uses the IEEE 13 nodes model of an unbalanced distribution system, in which the voltage quality index of the nodes far from the system will be determined, which will allow the critical node to be determined. The subsequent activity corresponds to incorporating the distributed generator into the critical node, to proceed with the evaluation of the electrical variables associated with the operation of the microgrid, obtaining the index of voltage quality, losses and energy production that the network is involved. The analysis will be carried out energetically for 24 hours of the analysis period and subsequently the study will focus on two case studies, the first on minimum demand and the second on maximum demand, each of the simulations will be executed with and without distributed generation using OpenDSS software, which allows to establish the operational criteria for distributed generation in unbalanced microgrids.

Keywords: Microgrids, Power distribution, Distributed power generation, Renewable energy sources, Power quality.

1 Introducción

El sistema eléctrico de potencia durante las últimas décadas ha pasado por un proceso de reestructuración, donde las plantas de generación de energía eléctrica centralizadas han sido sustituidas por fuentes de generación de energía descentralizadas. Este proceso de cambio ha llevado al surgimiento de un nuevo concepto, que es el origen del desarrollo de una nueva tecnología, en los sistemas de potencia dirigida especialmente en los sistemas de distribución, denominado Generación Distribuida (GD) [1].

Dado la creciente penetración de energías renovables ha provocado incertidumbre y fluctuaciones en las condiciones operativas del sistema de distribución, por lo que es necesaria la evaluación del estado del Sistema de Distribución monitoreando tanto el estado de la red eléctrica, el estado de las fuentes de energía y las cargas considerando condiciones desequilibradas [2]–[5]. Para poder comprender completamente la situación de los sistemas de distribución en su operación real en condiciones generales desbalanceadas, con la influencia de las plantas de generación distribuida GD, los componentes monofásicos y trifásicos, incluidas las fases desequilibradas, los parámetros de las líneas de distribución que no son transpuestas y las cargas desbalanceadas [6]. Para este análisis se requiere de herramientas más precisas de mayor alcance, como lo es el software OPEN DSS que permite modelar a los sistemas eléctricos de distribución multifase. Este software está diseñado para admitir la integración a la red de recursos de energía distribuida realizar un estudio complejo de las características de las redes de distribución trifásicas [7], [8]; para el presente caso facilita el análisis de una red multifásica desequilibrada y el impacto de estas nuevas fuentes de energía.

El concepto de Microrredes se incluye debido a que ha atraído mucha atención por

su potencial para mejorar la eficiencia de la inclusión de fuentes de energía distribuida (GD), la resiliencia y confiabilidad del sistema. Una microrred se puede definir como un grupo de GD, sistemas de almacenamiento, cargas, medios de control y comunicación que pueden trabajar juntos localmente como una sola unidad administrada y pueden operar junto con la red de distribución o aislada [9]–[14]. En ambos casos de funcionamiento, se deben cumplir con estándares de calidad de energía.

El voltaje trifásico desequilibrado es un problema común en las redes de distribución, se encuentra comúnmente en sistemas con cargas domésticas monofásicas de alta penetración. Las principales causas de la asimetría de voltaje en las microrredes son las cargas asimétricas y la alta demanda monofásica [15]. Esta condición es resuelta, dado que la microrred puede pensarse como un objeto controlado, por lo tanto, todas las fuentes de generación GD pueden ser administradas de tal forma que se involucren para mantener el nivel voltaje y la frecuencia del sistema dentro de límites aceptables, así como el indicador de calidad de energía, es decir actúa como un compensador distribuido. Por lo tanto, las microrredes son capaces de gestionar la compensación de desequilibrio de los sistemas de distribución convencionales a través de los generadores distribuidos para evitar afectar condiciones de voltaje y carga insostenibles, lo que puede conducir a una degradación del rendimiento del sistema de distribución [9].

Una de las obligaciones de las empresas eléctricas encargadas de la distribución es conservar el voltaje en toda la red dentro de límites establecidos [10], [16], [17]. Esto se debe a que los dispositivos eléctricos están diseñados para funcionar de manera óptima cuando se alimentan a un voltaje cercano a su valor nominal [18]. Para asegurar una un perfil de voltaje de red aceptable, la norma europea EN 50160 [19] especifica que los

voltajes de red de media y baja tensión deben estar dentro del valor nominal el 95% del tiempo por semana, al igual que la Regulación No. CONELEC 004/01 de Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución lo insta de la misma manera en [20] y según el nivel de voltaje al que se conecta y punto de medición, el estándar ANSI C84-1 [21] en cambio define dos rangos de valores de voltaje donde el valor puede desviarse del valor nominal.

Para evitar problemas de sobrevoltaje o bajo voltaje, es necesario regular esta variable en el sistema de distribución en base a estándares [22]. Dado que el origen de las variaciones de voltaje es el desbalance en las cargas, la regulación de voltaje en los sistemas de potencia se ha convertido en una necesidad.

Antes en el sistema de distribución no había generación distribuida, entonces se tenían en cuenta otras formas de regulación de voltaje, las más tradicionales es el transformador cambiador de tomas [23], [24], el uso de compensadores estáticos [25] o la reconfiguración de los elementos existentes del sistema [26], entre otros que se detallan más adelante. En trabajos como [27] toman en cuenta incertidumbres en el problema de regulación de voltaje usando lógica difusa, en [28]–[30] usan flujos de potencia en base a enfoques aleatorios e intervalos aritméticos o un método de optimización confiable en [31]. Y también se han desarrollado trabajos que analizan diferentes mecanismos de regulación de voltaje como en [32] analizan la sensibilidad del voltaje mediante banco de capacitores en sistemas de distribución desbalanceados con algoritmos genéticos, en [33] estudia la nivelación de carga y mejora del perfil de voltaje mediante la planificación óptima del almacenamiento con baterías. También en [34] genera un algoritmo competitivo imperialista adaptativo y en [35] un algoritmo de fuegos artificiales para la reestructuración de los sistemas encargados de la distribución de

energía con el objetivo de reducir pérdidas y la mejora del perfil de voltaje. Al igual que [36] soluciona la problemática de variación de voltaje para los sistemas de distribución de energía eléctrica de cuatro hilos desequilibrada con compensadores en derivación.

Sin embargo, con el desarrollo de la ingeniería y la tecnología en cada una de las etapas del sistema eléctrico (producción, transporte y distribución), el incremento de la demanda global de energía, así como el deterioro ambiental, estimulan la expansión del concepto de generación distribuida. La aplicación de la DG ayuda a aliviar la carga de la red principal, las pérdidas de energía y a perfeccionar el perfil de voltaje, lo que conduce al efecto positivo esperado para regular y mantener el nivel de voltaje requerido [37], [38]. Por estos beneficios y los desafíos de considerar una red desequilibrada de distribución, el impulso del actual trabajo está dirigido en determinar la mejora de los perfiles de voltaje en microrredes eléctricas de tipo desbalanceado, ante la incorporación de generación distribuida considerando cambios de los valores de demanda. La evaluación de la mejora en los perfiles de voltaje se realizará a través de los índices de calidad de voltaje el cual será aplicado en microrredes que están conformadas por sistemas de generación incorporados los cuales abastecen una carga variante y desbalanceada. La modelación y simulación operativa empleando el software OPEN DSS, las simulaciones permitirán obtener criterios para la operación de la microrred enfocándose principalmente en los perfiles de voltaje, pérdidas y producción y consumo de potencia activa y reactiva. Los resultados que se obtenga del software OPENDSS finalmente permitirán establecer, a través del indicador de calidad de voltaje, la mejora de los perfiles de voltaje y establecer consecuentemente criterios operativos de la generación

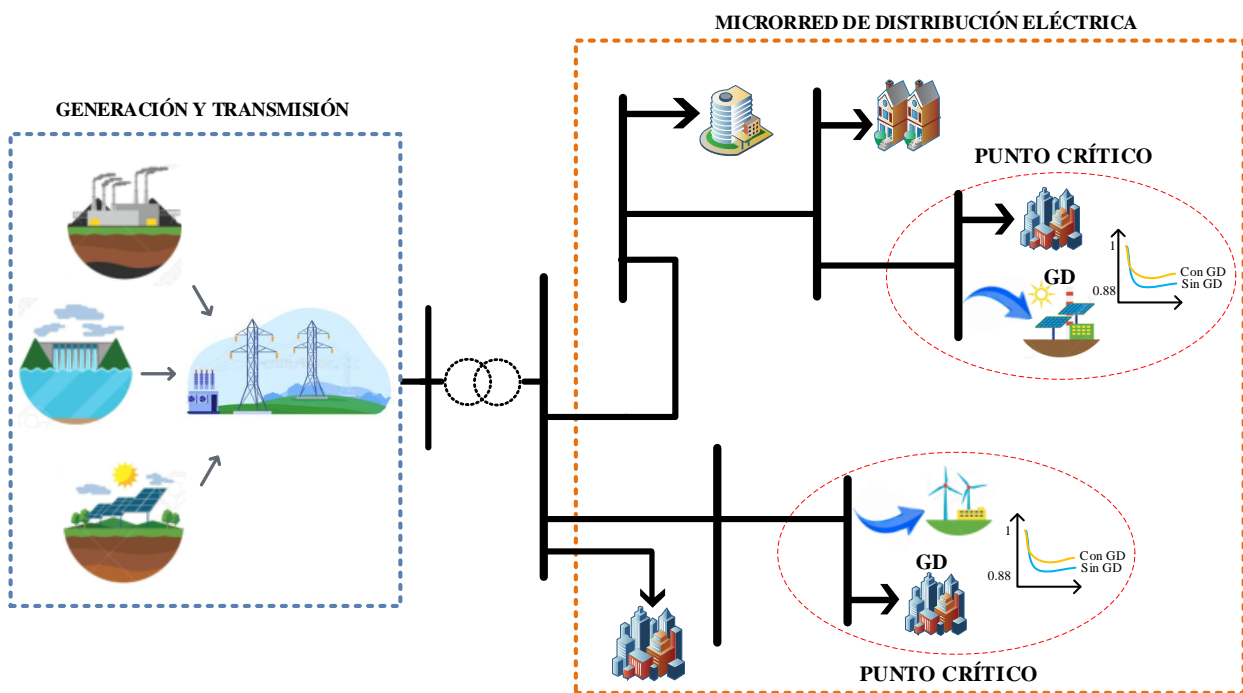


Figura 1. Mejora del perfil de voltaje con GD en microrredes de distribución eléctrica.

distribuida en microrredes desbalanceadas, en la Figura 1 se ilustra el propósito.

La motivación de este trabajo es evaluar las variables eléctricas asociadas a la operación de la microrred con generación distribuida a nivel de perfiles de voltaje, pérdidas y producción de energía que se ve involucrada la red ante la variación de la demanda, en particular se analizará el índice de calidad de voltaje en los sistemas desequilibrados.

Para el desarrollo del actual estudio se consideraron varias etapas y se enumeran en las secciones correspondientes de este documento. En detalle la Sección I presenta la introducción al desarrollo del tema de investigación; la Sección 2 desarrolla el marco teórico dirigido al sistema de distribución desbalanceados, la integración de la GD en las microrredes de distribución eléctrica, mecanismos de mejora del perfil de voltaje e índice de calidad de voltaje; en la Sección III se formula la modelación de redes eléctricas con OpenDSS; en la Sección IV se detallan los parámetros de la red eléctrica a modelarse y se plantean los

casos de estudio; la Sección V expone los resultados obtenidos y se compara los casos, y la Sección VI se puntualiza la conclusiones y trabajos futuros y como último punto se encuentran a las referencias tomadas para realizar el estudio.

2 Marco teórico

Con el objetivo de presentar y desarrollar el tema de investigación Mejora del perfil del voltaje en microrredes usando generación distribuida mediante el software OPEN DSS. Para el presente trabajo se ha desarrollado un estado del arte que comprende una descripción detallada de los retos y ventajas de la generación distribuida para la etapa de distribución y la integración de las microrredes en el mismo. Se explora también a los sistemas de distribución desbalanceados y como afectan al perfil de voltaje; además se presenta al origen de las variaciones de voltaje y los mecanismos para la regulación del mismo. Y principalmente la influencia de la GD en la mejora calidad de voltaje y como se mide bajo índices de calidad.

2.1 Sistema de Distribución

El sistema energético consta de tres etapas principales: la primera es la de producción de la energía, la segunda etapa de transporte o transmisión de la electricidad y la última etapa es la de distribución. De estas tres etapas, el sistema de distribución es el más importante y el más crítico en cuanto a su impacto en la confiabilidad y su impacto en la calidad del suministro eléctrico, así como también en el coste representativo de la energía eléctrica. En el sistema eléctrico la principal fuente de pérdidas de energía se origina en la distribución, así como también es de donde se originan la mayoría de las causas de fallas en la entrega del suministro energético [39].

Los sistemas de distribución es la etapa encargada de llegar a los consumidores con la energía. El vínculo que relaciona consumidor final y a las redes de transporte de energía son las subestaciones eléctricas que es donde inicia la distribución y están en la cercanía de los centros de consumo. Entonces se define al Sistema de Distribución como un grupo de elementos comprendidos desde la subestación que varía el nivel de voltaje de la transmisión y llega hasta los medidores de consumo en centros industriales, comerciales y residenciales, quienes darán el uso de la energía eléctrica [40]. Los elementos que pertenecen a esta etapa son [41]:

- **Subestación de distribución:** recibe la potencia de las redes de subtransmisión y transforman el nivel de voltaje al de los alimentadores que en esta primera fase son primarios.
- **Alimentadores:** son las líneas primarias que parten desde la subestación de transmisión y llegan a usuarios industriales con el flujo de potencia de alto nivel o van a los transformadores de distribución.
- **Transformadores de distribución:** son elementos que transforman en un rango de voltaje menor al recibido de

los alimentadores principales comúnmente son de 440 A 220 V entre sus fases.

- **Elementos secundarios:** entregan la energía de los transformadores a los consumidores, las redes de transporte pueden ser áreas y subterráneas.

La energía generada y entregada debe ser operada eficientemente, pero el punto de partida de para los estudios, diseños y acciones sobre los sistemas de potencia son las cargas, por lo que su determinación es la etapa prioritaria para el sistema eléctrico. En la distribución la estimación adecuada de la demanda garantiza que el esquema y los elementos elegidos sean racionales considerando aspectos económicos y técnicos [8].

Las cargas se caracterizan por el tipo de usuario, si son residenciales son de baja potencia y voltaje y en la mayoría son monofásicas, cuando las cargas son comerciales son de potencia media y normalmente son trifásicas al igual que las industriales, pero estas últimas cargas son de alta potencia y requieren de un suministro de energía de alta tensión [42]. Para las actividades concernientes con operar la etapa de distribución existentes y en la planificación de su crecimiento se desarrollan diferentes estudios que utilizan métodos que deben considerar el desbalance de las fases de las redes radiales o malladas, la presencia de cargas desequilibradas y las características eléctricas de los elementos de la red.

Tradicionalmente en los estudios se idealiza a la configuración de las redes despreciando los desequilibrios de las fases en el medio de distribución, se considera a las cargas como balanceadas en todas las fases al igual que los demás elementos asumiendo que todos son simétricos y operan de manera trifásica. Pero este modelamiento, que se ha generalizado para una gran cantidad de estudios, no es real para los sistemas de distribución existentes

y en especial para estudios de confiabilidad en cuestión de calidad del servicio eléctrico es importante realizar el análisis de un sistema desbalanceado [43].

Además frente al desarrollo de nuevas tecnologías dirigidas a la fase de distribución de la energía eléctrica y al beneficio de los consumidores, como lo es la creciente penetración de fuentes de energía renovables nombrada como generación distribuida, que integradas con sistemas de almacenamiento, con medios de control y una cierta agregación de cargas forman o definen a las microrredes, producen fluctuaciones e incertidumbre en la operación del sistema de distribución al igual que ventajas por lo que es importante conocer el estado de la red, de las fuentes, de las cargas y demás elementos en condiciones desequilibradas.

2.1.1 Origen de los Sistemas de Distribución desequilibrados

Debido la vulnerabilidad de la demanda ante la interrupción del servicio de energía, los desafíos para el sistema de distribución se intensifican cuando se resalta que el 90% de los eventos de falla o interrupción del servicio se originan en el sistema de distribución y además que las exigencias de la calidad del suministro de energía imponen límites estrictos en las regulaciones, estas son razones que motivan a la intensificación de los estudios sobre la eficacia y confiabilidad del servicio a entregarse de energía eléctrica. El incumplimiento de los niveles de calidad energética del servicio por parte de los agentes que operan el sistema de distribución da lugar a sanciones. Por lo tanto, la calidad tiene un papel relevante cuando se trata de la toma de acciones de decisión por parte de las empresas distribuidoras [44].

Encontrar el desempeño adecuado a nivel los alimentadores primarios, subestaciones y la red de distribución secundaria, a menudo se requiere de análisis

que independientemente del método analítico, se formula una modelación tradicional donde se supone que los sistemas de distribución son equilibrados o simétricos, donde su estudio se realiza con el uso de sistemas monofásicos equivalentes. Una simulación de las redes involucra que: la carga en cada una de las fases es la misma, todos los elementos son equilibrados y son trifásicos, todas las alteraciones que perturban a los elementos son trifásicas y cuando se produzcan afectan al servicio de los usuarios por debajo del inicio de la falla; este es un planteamiento ideal porque no concierne a la realidad del funcionamiento de los sistemas de distribución y es importante comprender los resultados de emplear este de análisis a un sistema desequilibrado [45].

El origen de los sistemas de distribución desbalanceados está en la naturaleza de cargas. Los alimentadores primarios de distribución son trifásicos, pero para llegar a atender a los consumidores de debe emplear transformadores de distribución y alimentadores secundarios, que en gran parte son elementos monofásicos. La razón proviene de buscar la optimización económica ya que es más rentable edificar un circuito primario con red trifásica y ramales monofásicos o bifásicos para zonas menos cargadas, y usar transformadores y alimentadores secundarios monofásicos, en vez de construir una red trifásica completa [46].

El uso de elementos monofásicos en las redes de distribución se utiliza ampliamente, estos pueden ser: disyuntores, fusibles, transformadores y guardarrayos. Por lo tanto, durante la apertura por maniobra en el dispositivo involucrado o en caso de avería, se desequilibra el sistema. También dispositivos de potencia, como seccionadores e interruptores, incluso cuando están diseñados para trabajar de forma tripolar, pueden causar fallas monofásicas [47]. En la distribución, la configuración estructural de los dispositivos

del sistema, existen distintas probabilidades de falla en las fases lo que llega a resultar en el desbalance del sistema. Por ejemplo, las fallas bifásicas ocurren en los extremos con mayor probabilidad al igual que en una falla monofásica ocurre más en las líneas externas que en la fase central [48].

2.1.2 La Generación Distribuida para la etapa de distribución

En el mundo, el creciente requerimiento de electricidad por parte de la demanda ha llevado a un aumento significativo de la producción de energía eléctrica, en el intento de llegar a los usuarios se generan pérdidas de energía y la caída de voltaje altas debido a que las centrales eléctricas suelen estar lejos del centro de carga, como consecuencia ha afectado al desarrollo de los países en lo referente a la economía, de igual forma se ha considerado la influencia del proceso en la degradación ambiental. En este sentido, se ha estimulado la instalación de unidades de generación distribuida que se ubican cerca de los centros de carga puede ayudar a resolver estos problemas [49].

La generación distribuida puede ser nombrada en diferentes términos según [50]–[52] que se definen en función de su ubicación, capacidad, operación, entre otras características. Pero de forma generalizada se puede definir a la generación distribuida como una planta energética baja en potencia (de 50 a 100MW) que normalmente se enlazan a la fase de distribución del sistema de energía, brindando soporte a la red o a un cierto lugar de consumo y no están planificadas ni se despachan de forma centralizada [53].

En la adopción del concepto de GD se debe considerar ciertos aspectos. El primer punto por resaltar es el uso de generación distribuida para la producción de energía segura y el descenso de pérdidas energéticas. Otro punto, es que la utilización en general de estas tecnologías plantea nuevos desafíos a los sistemas

eléctricos de potencia, como inconvenientes en la ubicación óptima, programación de los elementos de protección, regulación de los niveles de voltaje y calidad de la energía. El siguiente punto que se denota, se refiere a la generación distribuida con tecnologías específicas basadas en fuentes de energía renovable, que debido a su inestabilidad de producción de energía por la naturaleza del recurso es poco confiable [54]. En la Figura 2 se ha clasificado a los múltiples desafíos según el ámbito donde se presentan.

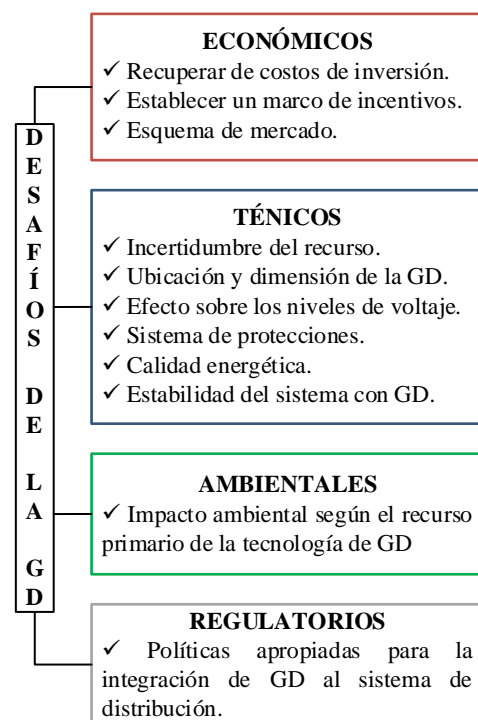


Figura 2. Desafíos en la integración de la GD [55].

La integración de generación distribuida es conveniente e implica beneficios para la etapa de distribución, de los cuales se puede resaltar [56]:

- Pérdidas de potencia reducida producto de la disminución de la distancia de transporte de la energía.
- Mejoramiento del perfil de voltaje.
- Reducción de la caída de voltaje.
- Menos consumo de combustibles contaminantes.
- Ampliación de los tramos de transmisión y distribución aplazada.

- Mejora de la calidad energética.
- Confiabilidad de sistema mejorada.
- Disponibilidad de energía de respaldo.
- Fuente de flexibilidad.
- Descongestión del sistema.
- Aplanamiento de la curva de demanda.
- Optimización de los recursos energéticos locales.
- Transacciones de energía eléctrica.

En base a la revisión de la generación distribuida en las redes eléctricas trae ventajas y desafíos para el sistema de distribución como se ha mencionado, por lo que es esencial analizar el impacto de su incorporación para aprovechar al máximo sus capacidades y evitar inconvenientes [57]. Con la tendencia creciente de instalación de estas unidades en particular a nivel de distribución cabe mencionar a las clases de tecnologías más usadas en función del recurso del que se originan, en la Tabla 1 se detallan.

Tabla 1. Tecnología de Generación Distribuida [57].

Fuentes de GD no renovables	Turbinas de gas.
	Turbinas de combustión. Motor alterno. Microturbinas.
Fuentes de GD renovables	Solar
	Eólico
	Mareomotriz
	Biomasa
	Hidráulica
	Geotérmica

La generación distribuida se clasifica según la potencia entregada al sistema de distribución, en los siguientes grupos [58]:

- 1) **GD que entrega potencia activa:** este tipo solo inyecta potencia activa, la GD son pequeños generadores de tecnologías como fotovoltaica,

celas de combustión, microturbinas, con factor de potencia con valor 1.

- 2) **GD que entrega potencia activa y reactiva:** este tipo pertenecen la GD como turbinas de gas, máquinas síncronas que combinan calor y electricidad.
- 3) **GD que entregan potencia reactiva:** la GD de este tipo es de factor de potencia 0 y son para mejorar en la distribución los niveles de voltaje de la red. En esta categoría incluyen a los compensadores.
- 4) **GD que entrega potencia activa y absorbe potencia reactiva:** aquí pertenecen los generadores de inducción de los parques eólicos.

Se puede identificar a las unidades de generación distribuida por su forma de conexión en [18]:

- Grupo de generadores distribuidos trifásicos.
- Grupo de generadores distribuidos monofásicos conectados a las fases a, b o c.

La clasificación en grupos de los generadores distribuidos mencionada anteriormente es necesaria para garantizar que se tengan en cuenta los efectos de la extracción desequilibrada de las cargas y los efectos de la red de energía en la GD.

2.1.3 Microrredes de distribución eléctrica

El creciente requerimiento de electricidad limpia, confiable y accesible está cambiando el panorama actual de generación eléctrica. La implementación del concepto Microrred puede proporcionar una solución innovadora, económica y considerada una opción ambientalmente amigable. Las Microrredes tienen como eje focal combinar los beneficios de las tecnologías bajas en carbono no convencionales y renovables con los sistemas combinados de calor y electricidad

altamente eficientes en base a las condiciones regionales [59]. En concepto una Microrred es un único subsistema de energía organizado, que comprenden sistemas de distribución de bajo voltaje junto con varios sistemas de generación distribuida (GD) de fuentes alternativas y convencionales, medios de acumulación de energía, medios de control y grupos de carga. Las varias ventajas de las microrredes, algunos objetivos e indicadores generales se presentan a continuación [60], [61]:

- Permite una mayor penetración de fuentes renovables en la red
- Reducir los costos de transmisión y distribución en la red principal.
- Reducir la emanación de gases contaminantes y crear ventajas ambientales.
- Mayor seguridad y estabilidad energética.
- Comunicación y control inteligente para sistemas de producción y control de carga.
- Máxima eficiencia en el trabajo.
- Red integrada de transporte y almacenamiento.
- Una mayor confiabilidad local.
- Mejor soporte de voltaje y eficiencia.
- Conduce a los sistemas de distribución a ser redes inteligentes.

En la red, las microrredes de distribución deben estar equipadas con interfaces electrónicas de potencia y sistemas de control apropiados para garantizar la flexibilidad necesaria para operar como un sistema integrado que respalda la generación y la calidad de la energía. Para lograr esta configuración, se creó esta red inteligente que utiliza tecnologías inteligentes de monitoreo, gestión de comunicaciones y control. La red inteligente tiene principalmente las siguientes características: flujo bidireccional, comunicación bidireccional y

autoajuste entre la producción y la demanda [62].

Dado que el concepto de microrred tiene como objetivo mejorar la penetración de energías limpias en la red existente, puede ayudar a administrar el consumo de energía de una manera más controlada, lo que puede ayudar a reducir los picos de consumo, optimizar la calidad energética y aminorar los costos referentes a la producción de energía. En la Figura 3 se muestra la arquitectura básica del sistema de microrred, que incluye [63]:

- A la red de distribución en bajo voltaje en donde se conectan fuentes distribuidas para proporcionar energía a los usuarios y la red central.
- Un sistema comunicación y control local.
- Sistemas de reserva de energía.
- Controladores inteligentes para la gestión central de la microrred, para la GD y las cargas.

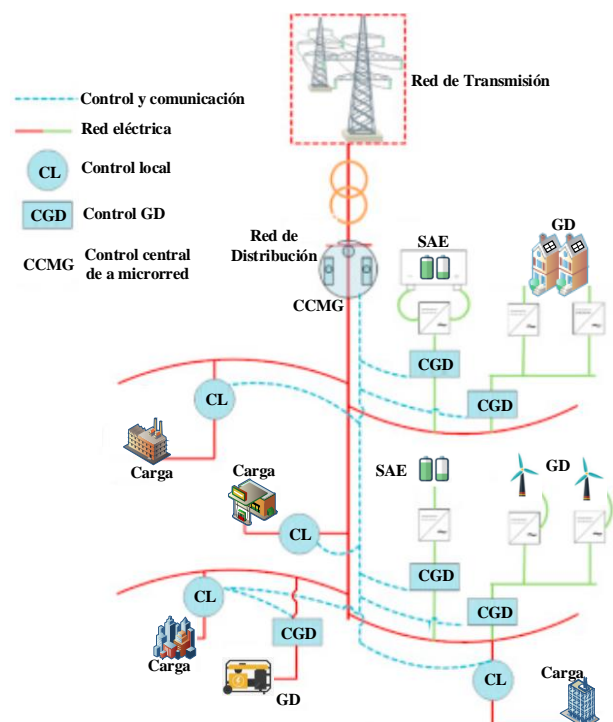


Figura 3. Arquitectura de una microrred de distribución eléctrica [62].

Se debe considerar que la penetración a gran escala de los sistemas integrados de generación de energía distribuida también puede causar inestabilidad y, por lo tanto, tener un impacto negativo en la red de distribución cuando red eléctrica tiene la característica de también ser desbalanceada. Por otro lado, para evitar que el voltaje de la red fluctúe y pierda potencia en cualquier momento, el sistema eléctrico debe equilibrar la potencia entre producción y consumo. Se han desarrollado estrategias de administración de energía para una red de servicios públicos robusta y confiable que puede ayudar a equilibrar la energía de la microrred y la red de distribución desbalanceada. Otro obstáculo es su inadecuado reconocimiento en la política energética nacional con respecto a la introducción de microrredes en las redes de distribución de electricidad existentes. También surgen problemas de calidad de la energía relacionados con el sistema eléctrico desequilibrado, pero conectando la GD en una microrred de distribución se ve mejorado dependiendo de una configuración óptima [64].

2.2 Mejora del Perfil de Voltaje

Los sistemas de energía modernos son cada vez más susceptibles a violaciones de los límites operativos y problemas de voltaje inestable debido a las grandes redes de transmisión, la desregulación de la electricidad y el uso intensivo de fuentes de energía renovable, así como a los diferentes patrones de consumo de la demanda [25].

La configuración de los sistemas de energía de distribución es una actividad compleja que es fundamental para la planificación del sistema de potencia general. La configuración incorrecta conduce a una mayor pérdida de potencia, un perfil de voltaje deficiente y un bajo factor de potencia. La reconfiguración de la malla de distribución, la generación con recursos distribuidos y la ubicación óptima de condensadores son las técnicas

innovadoras que más se han utilizado para resolver estos problemas de energía [65].

Dentro de las actividades en los sistemas de distribución, los estudios de calidad de la energía son un tema muy importante que los agentes encargados de la operación y planificación del sistema deben realizar adecuadamente. La calidad de la energía depende en gran porción del voltaje, pero a los usuarios no es posible entregar un voltaje nominal, sino que es entregado en un intervalo determinado bajo normas. Para conservar las periferias de voltaje dentro de los términos admitidos es necesario realizar acciones de regulación de voltaje [66]. Las acciones tradicionalmente utilizadas para mantener los rangos de voltaje junto con los ya mencionados son [67]:

- Implementación de reguladores de voltaje en las unidades de generación.
- Integración de dispositivos de regulación en las subestaciones de distribución.
- Balance y transferencia de cargas en las redes primarias de distribución.
- Incorporación de capacitores en las subestaciones.
- Aumento de la dimensión de los conductores.
- Expansión de las subestaciones y alimentadores.
- Aumento del nivel de voltaje primario.
- Instalación de reguladores en los alimentadores.
- Conectando capacitores en serie o paralelo en los alimentadores primarios.
- Cambio de tomas de los transformadores de distribución.

Las acciones por realizarse dependen de los requerimientos del sistema. Por lo tanto, las maniobras para mejorar el perfil de voltaje a través de reguladores es la mejor alternativa para mantener los escenarios en un intervalo admisibles y poder entregar un

adecuado flujo de potencia. A continuación, se detallan los medios usados para mejorar el perfil de voltaje del sistema de distribución.

2.2.1 Mecanismos de mejora del perfil de voltaje

Esta sección intenta brindar una descripción general de las soluciones a los problemas de regulación de voltaje, ya que este tema se considera uno de los más importantes para los sistemas de distribución. En este sentido, las soluciones tradicionales de control de voltaje a menudo se basan en tres componentes diferentes: un cambiador de tomas de un transformador, un capacitor de conmutación y un paso a paso de voltaje conocido como regulador de voltaje estático [68]. Además, se han desarrollado los métodos más modernos para corregir el inconveniente de las variaciones de tensión en la distribución utilizando elementos controlables, los cuales se enumeran y describen brevemente a continuación:

- 1) **Restricción de energía del lado de la oferta:** frente a la falta de flexibilidad en el método de regulación de voltaje, el Operador desconectar fuentes de generación (GD) para solventar el problema de sobrevoltaje. Bajar los valores nominales de los grupos electrógenos será una solución eficaz para combatir las fluctuaciones de voltaje del sistema [69], [70].
- 2) **Reconfiguración del sistema de distribución:** es el proceso de encender o apagar los interruptores entre dos líneas radiales para que la red pueda funcionar. Se pueden pérdidas reducidas, perfiles de voltaje mejorados y uso completo de los recursos disponibles del sistema [71].
- 3) **Control de voltaje coordinado por transformadores de cambio de tomas:** es la solución más común a los problemas de nivel de voltaje.

Esto se hace eligiendo de manera óptima la mejor diferencia de fase y ajustando la magnitud del voltaje. Sin embargo, debe usarse junto con otros dispositivos de para dar una solución más efectiva [23].

- 4) **Uso Compensador Estático Síncrono (STATCOM):** está clasificado como un dispositivo de sistema de transporte de corriente alterna flexible (FACTS) basado en un convertidor de fuente de voltaje (SVC), con la capacidad de realizar una compensación de la potencia reactiva en el sistema. Al controlar la potencia reactiva STATCOM, se puede regular el voltaje en el lugar donde se conecta en la transmisión o etapa de distribución [72], [73].
- 5) **Estrategias de gestión de la demanda:** se controla la carga y, si es necesario, se ajusta por medio el operador del sistema en consulta con el cliente para modificar su consumo en consecuencia se regula el nivel de voltaje [74].
- 6) **Inserción de Sistemas de Almacenamiento de Energía:** es una fuente de energía sin emisiones que puede proporcionar al sistema y a las fuentes de energía renovables una reserva necesaria. Se conectan a la red a través de un sistema de conversión de energía y pueden solucionar la problemática de variaciones en la variable de voltaje en el medio de distribución al inyectar y absorber energía activa y reactiva hacia/desde la red [75].
- 7) **Empleo de DG:** las capacidades de las unidades de GD se han convertido en activos en la regulación del voltaje mediante el control óptimo de la inyección/absorción de energía activa y reactiva hacia/desde la red para mejorar la regulación de voltaje del sistema. A continuación, se detalla ampliamente el método de

conectar GD para mejorar el nivel de voltaje [71].

2.2.2 Mejora del perfil de voltaje en la Distribución con GD

Agregar GD a las redes existentes puede causar varios problemas debido al hecho de que las redes tradicionales han sido diseñadas para compensar a la demanda de generación con energía eléctrica. Para tales redes, se garantiza un flujo de energía unidireccional. Si el GD está conectado al sistema, el flujo de energía será bidireccional ya que la energía adicional generada por el GD se devuelve a la red principal, y tiene una importante influencia en el sistema de distribución en términos de regulación de voltaje y protección del sistema y su operación [76]. Una de las soluciones más influyentes y efectivas para maximizar la penetración de la GD en la red es la gestión proactiva de la red. Con esta estrategia, el operador del sistema puede sacar el máximo provecho de la red existente mediante el establecimiento de reglas de gestión para la ubicación y dimensión óptima de las unidades [54].

Con la gestión óptima de la GD el uso de estas unidades en el lado del consumidor permite reducir la carga en la red principal, acortar las pérdidas tanto de potencia activa como reactiva y corregir el perfil de voltaje, lo que resulta en el efecto positivo esperado en la regulación y mantenimiento del nivel de voltaje requerido, en los sistemas de distribución internacionalmente los límites se encuentran entre 0.9 y 1.1 pu [77]. En base a la clasificación mencionada de la generación distribuida según la potencia entregada al sistema de distribución [58]:

- Tipo 1: GD entrega potencia activa.
- Tipo 2: GD que entrega potencia activa y absorbe reactiva.
- Tipo 3: GD que entregan potencia activa y reactiva.
- Tipo 4: GD que entrega potencia reactiva

La regulación de voltaje se puede lograr aplicando la GD que entrega potencia activa y reactiva al nodo, lo que resulta en una disminución de la corriente que se direcciona por las líneas de distribución y un aumento en el voltaje del nodo, según el estudio analizado en [78].

Los tipos de GD tipo 3 y tipo 4 permiten regular el voltaje (para mejorar el perfil de voltaje) y tener un impacto aún mayor en la reducción del valor de las pérdidas de energía. Para la GD tipo 3 permite reducir significativamente las pérdidas de energía, en donde, cuanto mayor sea el nivel de penetración de la GD, mayor será el efecto positivo de la GD en las pérdidas de energía. En conclusión, se muestra que el uso de GD mejora el perfil general de voltaje, siendo el GD de tipo 3 el más eficiente, capaz de proporcionar potencia reactiva y mantener los niveles de voltaje [79]. Además, el uso de unidades DG permite reducir el número de transformadores, renunciando a métodos adicionales de compensación de potencia reactiva, especialmente en áreas que no permiten que los transformadores mantengan niveles de voltaje normales. Otra de las ventajas de utilizar DG es la eliminación de sobrecargas en los transformadores de las subestaciones y la necesidad de desconectar a los consumidores mediante una automatización de emergencia [80], [81].

2.2.3 Indicador de Calidad del Nivel de Voltaje

La calidad del servicio eléctrico debe ser medido en base a diferentes aspectos que se identifiquen a los sistemas de distribución de cada región, se considera para el actual estudio la información de la Regulación 004/01 de Calidad del Servicio Eléctrico que corresponde al marco regulatorio actual de Ecuador [20]. La calidad se mide en función de la condición del producto, de la condición del servicio técnico y del servicio de comercialización. Con el enfoque a los aspectos técnicos, que es el medio que se

evaluara en el presente estudio, la calidad del producto se considera al control sobre las perturbaciones ocurridas, el valor del voltaje y componente o factor de potencia [82].

Las empresas responsables de la distribución están encargadas de ejecutar las mediciones del producto necesarias, tratar la información levantada, generar mecanismos de compensación para los consumidores que se perjudiquen y determinar las retribuciones monetarias que correspondan [83].

Para el control de los niveles de voltaje se evalúa al producto bajo un índice de calidad, representado por la siguiente ecuación:

$$\Delta v_l(\%) = \frac{v_l - v_m}{v_m} * 100 \quad (1)$$

Donde:

- Δv_l Diferenciación de voltaje en lugar definido para la medición.
- v_l Voltaje rms medido por intervalo.
- v_m Voltaje nominal en el lugar definido para la medición.

La variación del valor de voltaje eficaz con respecto al valor nominal de voltaje, medido en un intervalo de cada 10 minutos se llega a determinar la calidad. La empresa encargada de la actividad de distribución debe realizar las siguientes acciones mes a mes [20]:

- Registrar los voltajes en los siguientes puntos: i) 20% de las barras de subestaciones, ii) 0.15% de transformadores y iii) 0.01% de usuarios de bajo voltaje.
- Los puntos de medición son elegidos según el nivel de voltaje, zona y topología de la red.
- Cuando se registran los voltajes también se debe medir la energía que se entregó para saber las condiciones de entrega de la misma.
- Las mediciones que se realizan son mensuales en los puntos elegidos,

por siete días consecutivos cada diez minutos.

La distribuidora incumple con los niveles de voltaje cuando en los puntos de medición elegidos dentro del 5% o más tiempo en la fase de 7 días en los que se mide, el nivel de voltaje no corresponde a los límites. Se admiten los siguientes porcentajes de variación de voltaje con respecto al nominal según el nivel de voltaje:

Tabla 2. Variaciones de voltaje admitidas según el índice de calidad [20].

Voltaje/Etapa	Primaria	Secundaria
Alto	±7%	±5%
Medio	±10%	±8%
Bajo (Urbano)	±10%	±8%
Bajo (Rural)	±13%	±10%

3 Análisis de redes eléctricas

3.1 Flujos de potencia en sistemas eléctricos desequilibrados

Para los sistemas eléctricos desequilibrados, sobre la base de la Teoría p-q [Akagi Kanazawa y Nabae] o de potencia instantánea, se establece un modelamiento que, por medio de dicha potencia, se pueden lograr tener las potencias activas, reactivas, voltajes y corrientes que se producen para sistemas trifásicos. La Teoría es aplicada por Open DSS y radica en transformar los voltajes y corrientes trifásicas en un marco estacionario de referencia de dimensiones $\alpha\beta$ utilizando para tal efecto la transformada de Park "TP".

$$[TP] = \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \frac{-1}{2} & \frac{-1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{-\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (1)$$

En el sistema de referencia $\alpha\beta 0$ las componentes que corresponden a las variables de corriente y voltaje se determinan como se muestra:

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = [TP] \cdot \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = [TP] \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3)$$

Utilizando las componentes descritas, se procede a definir las potencias de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} p_{\alpha\beta} \\ q_{\alpha\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ -v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (4)$$

La potencia $p_{\alpha\beta}$ es para el caso para la real instantánea que se compone por el parámetro invariable perteneciente a la potencia activa y un parámetro $\sim p$ que cuantifica la distorsión y desequilibrio del sistema trifásico.

$$p(t) = p_{\alpha\beta} = v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta = P + \sim p \quad (5)$$

De forma similar se determina la potencia reactiva, la cual contiene potencia reactiva y un parámetro $\sim q$ que cuantifica la distorsión y desequilibrio del sistema trifásico.

$$q(t) = q_{\alpha\beta} = v_\alpha i_\beta - v_\beta i_\alpha = P + \sim q \quad (6)$$

Las ecuaciones antes descritas al transformarlas en el dominio del tiempo se expresan en:

$$p(t) = \sum_{z=a,b,c} V_z \cdot I_z \cdot \cos \gamma_z - \sum_{z=a,b,c} V_z \cdot I_z \cdot \cos \gamma_z \cdot \cos 2(\omega t + \alpha_z) \quad (7)$$

$$p(t) = \sum_{z=a,b,c} P_z - \sum_{z=a,b,c} P_z \cdot \cos 2(\omega t + \alpha_z) \quad (8)$$

$$Dp(t) = \sum_{z=a,b,c} P_z \cdot \cos 2(\omega t + \alpha_z) \quad (9)$$

Donde P_z es el valor eficaz que pertenece a la potencia activa, y $Dp(t)$ es igualmente la potencia, pero correspondiente al valor activo instantáneo desequilibrado. Así mismo, para la potencia reactiva, se obtiene:

$$q(t) = - \sum_{z=a,b,c} V_z \cdot I_z \cdot \sin \gamma_z \cdot \sin 2(\omega t + \alpha_z) \quad (10)$$

$$q(t) = - \sum_{z=a,b,c} Q_z \cdot \sin 2(\omega t + \alpha_z) \quad (11)$$

Donde Q_z corresponde a la potencia reactiva en valor eficaz, y $q(t)$ corresponde a la potencia reactiva instantánea.

3.2 Modelación con OpenDSS

OpenDSS [84] es un software que tiene como principal finalidad el análisis y simulación de sistemas de distribución de energía, dicho software ha sido desarrollado por EPRI (Electricity Research Institute) y corresponde a un mecanismo de gran flexibilidad con la capacidad de hacer estudios para satisfacer las futuras necesidades de modernización de las redes existentes. El programa se concibió originalmente como una herramienta de análisis de conexión de generación distribuida, pero su desarrollo continuo ha llevado al desarrollo de otras funciones ideales, por ejemplo, para la investigación de eficiencia energética, análisis de sistemas desbalanceados y estudios de armónicos [85]. Una característica innovadora sobre otras herramientas de análisis típicas para el área distribución eléctrica es el modo de solución cuasi estático, es decir, simulación secuencial en el tiempo, para ello pueden definirse ciclos de trabajo con la frecuencia deseada: anual,

diaria, etc. Todo esto en función de los análisis de las curvas de carga y su periodicidad [86].

OpenDSS se basa en la programación por líneas de comandos, que delimitan los circuitos o tipos de elementos, las cuales pueden originarse por el usuario, importados de archivos externos de texto o de programas complementarios. En relación con los programas externos, OpenDSS tiene una plataforma que permite la modelación de objetos componentes (COM), con la cual la cual se puede desarrollar y ejecutar aplicaciones para brindar soluciones individualizadas, para el efecto se elabora una Librería dinámica de Enlace (DLL). Adicional, OpenDSS puede ser vinculado mediante el uso de software como MATLAB, Python y extensiones de Office, en particular Visual Basic [85].

En el contexto de lo indicado, se puede señalar que el modelado de los elementos corresponde al desarrollo de líneas de códigos, por tanto, en los apartados siguientes se establecerán las características generales y básicas de los elementos y circuitos para el análisis del presente estudio.

3.2.1 Ubicación geográfica

La ubicación geográfica se refiere a la ubicación física real de cada elemento en el sistema y está representada por las coordenadas X e Y. Este es el primer paso en la construcción del modelo del sistema en OpenDSS. Las coordenadas del bus se especifican en un archivo de extensión “.dss”, y el modelo identifica y define las secciones del alimentador por la ID de la sección, siendo este el identificador principal para la ubicación de todos los componentes. A partir de la ID de sección, se pueden descifrar el “Nodo de salida” y el “Nodo de llegada”. Las coordenadas del bus se pueden trazar como se muestra en la Figura 4, para lo cual OpenDSS proporciona una variedad de opciones de trazado.

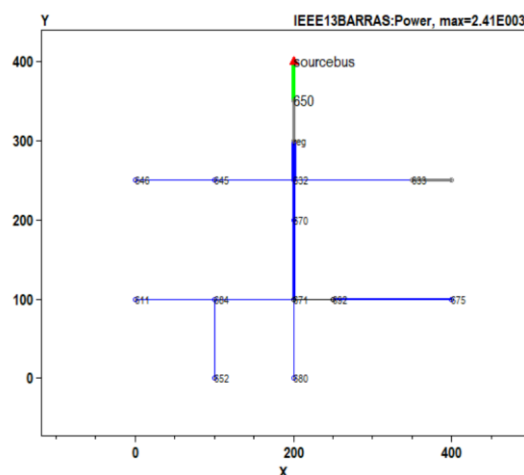


Figura 4. Coordenadas de nodos en OpenDSS – red modelo [84]

3.2.2 Configuración y modelamiento de Líneas

Los objetos de líneas, ya sean estas aéreas y subterráneas, requieren un modelado detallado en OpenDSS. Los modelos de líneas aéreas tienen tres componentes, a saber, la definición de línea, la geometría de línea/código de línea y los datos del cable. El formato de definición de línea en OpenDSS se describe como:

```
New Line.650632 Phases=3
Bus1=Reg.1.2.3 Bus2=632.1.2.3
LineCode=601 Length=2000 units=ft
```

Figura 5. Definición de la línea [84].

El identificador único del elemento se especifica mediante “Nombre de línea” para el ejemplo corresponde a “650632”. El modelo de conectividad de la línea, es decir, los nodos de interconexión se especifican mediante “Bus1” y “Bus2” respectivamente. Se especifica la longitud de la línea y sus unidades correspondientes, se determina la geometría de línea y el código de línea.

La “Line Geometry” es la clase de objetos utilizados para especificar la posición de los conductores, el tipo de conductores y la configuración de reducción de Kron. Las diferentes propiedades de geometría de línea utilizadas están en la Tabla 3.

Tabla 3. Parámetros de la línea - Line Geometry.

Parámetro	Descripción
Nphases	Número de fases.
Nconds	Número de conductores en la geometría
Cond	Identifica cada conductor en la línea.
Wire	Corresponde al tipo de cable utilizado y su categoría
X, H	Coordenada X y H la altura del conductor con sus unidades
Reduce	Y/N. Reduce los neutros utilizando la fórmula de reducción de Kron.
Normamps	Capacidad de amperios en condiciones normales
Emergamps	Capacidad de amperios en condiciones de emergencia

En la Figura 6 se ve un ejemplo de formato de la “Line geometry” en OpenDSS.

```
New LineGeometry.geom4 nconds=2 nphases=1
~ cond=1 wire=4_CU_65 x=3.67001 h=35.2999 units=ft
~ cond=2 wire=4_CU_65 x=3.67001 h=29.4 units=ft
~ reduce=y
```

Figura 6. Definición de la geometría de la línea [84].

El “Line Code” son objetos que contienen las características de impedancia para las líneas. El código de línea se utiliza para especificar las características de impedancia simétrica de los cables y se describe por su impedancia en serie y su matriz de admitancia nodal. Estas matrices se pueden especificar directamente o se pueden generar especificando los datos del componente simétrico. OpenDSS también puede realizar una reducción de Kron, reduciendo el último conductor en las matrices de impedancia, que se supone que es un conductor neutro. Las diferentes propiedades del código de línea se enumeran en la Tabla 4.

Tabla 4. Parámetros de la línea.

Medida	Descripción
Nfases	Cantidad de fases.
Nconds	Número de conductores en la geometría

Rmatriz	Matriz de resistencias p.u de distancia.
Xmatriz	Matriz de reactancia p.u de distancia.
Units	Módulo de distancia.
baseFreq	Frecuencia base.
Normamps	Corriente nominal de línea.
R1	Resistencia en ohms p.u de longitud de secuencia positiva.
X1	Reactancia en ohms p.u de longitud de secuencia positiva.
C1	Capacitancia de secuencia positiva en nF por unidad de longitud.
R0	Resistencia de secuencia cero en Ω por unidad de longitud.
X0	Reactancia de secuencia cero en Ω por unidad de longitud.
C0	Capacitancia de secuencia cero en nF por unidad de longitud.

Un ejemplo de formato de la “Line Code” en OpenDSS se presenta en la Figura 7

```
New linecode.l nphases=3 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.088205 | 0.0312137 0.0901946 | 0.0306264
0.0316143 0.0889665 )
!!!~ xmatrix = (0.20744 | 0.0935314 0.200783 | 0.0760312
0.0855879 0.204877 )
!!!~ cmatrix = (2.90301 | -0.679335 3.15896
| -0.22313 -0.481416 2.8965 )
~ rmatrix = [0.08666667 | 0.029545455 0.088371212 |
0.02907197 0.029924242 0.087405303]
~ xmatrix = [0.204166667 | 0.095018939 0.198522727 |
0.072897727 0.080227273 0.201723485]
~ cmatrix = [2.851710072 | -0.920293787 3.004631862
| -0.350755566 -0.585011253 2.71134756]
```

Figura 7. Definición del código de la línea [84].

Finalmente, se establece el “Wire Data” el cual define los datos de conductor utilizados para calcular las impedancias con base a la geometría de línea. Los diferentes parámetros se pueden especificar según las unidades proporcionadas en la fuente de información. En la Tabla 5 se puntualiza las características que definen a los conductores.

Tabla 5. Parámetros de la línea – Wire Data.

Parámetro	Descripción
Wire Name	Nombre estándar del cable.
Rac	Resistencia a 60 HZ por unidad de longitud
Runits	Longitud para la resistencia

GMRac	Radio medio geométrico del conductor a 60 Hz
GMR units	Unidades para el GMR
Radius	Radio exterior del conductor
Radunits	Unidades para el radio exterior del conductor
Normamps	Capacidad de amperios en condiciones normales
Emeramps	Capacidad de amperios en condiciones de emergencia

Un ejemplo de formato del “Wire Data” en OpenDSS se enseña en la Figura 8.

```
New WireData.4_CU_65 Rac=0.849
Runits=km GMRac=0.202 GMRunits=m Radius=0.259
Radunits=cm normamps=115 emergamps=180
```

Figura 8. Definición de los datos del cable [84].

3.2.3 Configuración y modelamiento de la carga

La carga es un componente de mutación energética que es fundamental de todo análisis de flujo de energía y caída de voltaje. El objeto de carga “Load” normalmente se define por su potencia activa [kW] nominal y su factor de potencia, pero puede también modelarse como potencia activa [kW] y reactiva [kvar], y otra manera de representar potencia aparente [kVA] y factor de potencia. Puede ser modificado por una serie de multiplicadores como las formas de carga anuales o diarias.

El modelo predeterminado para una carga es una fuente de inyección de corriente y, por lo tanto, la matriz de impedancia primitiva contiene solo la impedancia que existe desde el neutro a tierra para las cargas conectadas en estrella. Por defecto, se supone que las cargas están equilibradas, mientras que las cargas desequilibradas se representan mediante cargas monofásicas separadas. Las cargas pueden ser de dos tipos: Cargas puntuales y Cargas distribuidas.

Las cargas puntuales se agrupan en nodos particulares, mientras que se supone

que las cargas distribuidas se distribuyen uniformemente en una sección. Los parámetros de este elemento en OpenDSS se listan en la Tabla 6.

Tabla 6. Cuantificaciones elementales del elemento Load.

Medida	Detalle
Phases	Numero de fases para la carga
Bus	Nombre del nodo con la que se conecta la carga.
kV	Voltaje que es de base en la carga.
kVA	Definición de la carga base en KVA.
kW/ kvar	Potencia nominal de la carga activa y reactiva.
Model	Define cómo variará la carga con el voltaje.
FP	Factor de potencia de la carga.
Conn	Conexión de la carga Y -Delta
Vminpu	Mínimo valor del voltaje en p.u. Un nivel inferior de voltaje vuelve al modelo de impedancia constante.
Vmaxpu	Máximo valor del voltaje en p.u. Un nivel inferior de voltaje vuelve al modelo de impedancia constante.
Xf KVA	KVA nominal del transformador de servicio para asignar las cargas en función de los KVA conectados en la barra
Allocation factor	Factor de asignación de las cargas en función de los KVA conectados en el bus
Class	Número entero que separa la carga según una clase particular.
NumCust	Número de consumidores que serán atendidos por esta carga

Adicional, la carga es establecida según ciertos modelos, mostrados en la Tabla 7.

Tabla 7. Modeladores de la carga.

Representación	
1	P y Q = cte
2	Z = cte
3	P = cte y Q = cuadrática (motor).
4	P no lineal y Q = cuadrática.
5	I = cte
6	P = cte y Q establecida
7	P = cte y Z establecida

Para la modelación de la carga en periodos de tiempo, su modelamiento se basa en curvas de carga definidas por el elemento “LoadShape”, el cual permite analizar la red de forma anual o diaria, en tal sentido, la Tabla 8 Tabla 8 presenta las cuantificaciones para precisar al componente.

Tabla 8. Cuantificaciones del componente LoadShape.

Parámetro	Representación
Ntps	Cantidad de componentes de la curva de carga
Interval	Transcurso entre elementos de la curva de carga en un periodo de horas
Mult	Vector con los multiplicadores de los valores de carga en pu

En la Figura 9 se muestra un ejemplo de la sintaxis para modelar la carga y el Loadshape.

```
New Load.671 Bus1=671.1.2.3
Phases=3 Conn=Delta Model=1 daily=1
kV=4.16 kW=1155 kvar=660

New Loadshape.1 npts=24 interval=1 mult=(0.18000001 0.19000000
0.23999999 0.33000001 0.38999999 0.41000000 0.64999999
1.23000002 1.88999999 1.88999999 1.96000004 1.98000002
1.45000005 1.62000000 1.88999999 1.79999995 1.78999996
1.19000006 0.80000001 0.66000003 0.51999999 0.40000001
0.28000000 0.23000000) ! código=Industrial 5001-10000 kWh
```

Figura 9. Definición de la carga y Loadshape [84].

3.2.4 Modelación de la fuente o Barra infinitas

La alimentación de voltaje que corresponde al circuito se especifica como un elemento especial de conversión de energía. Se considera especial porque las fuentes de tensión se utilizan para inicializar la solución de flujo de carga y todas las demás fuentes de suministro se establecen en cero.

El objeto de “Source” es un equivalente de Thevenin multifásico, que representa una fuente de voltaje detrás de la impedancia. Los datos para una fuente de voltaje se especifican de acuerdo con los estándares comunes de definición de fuente del sistema de potencia: voltaje de línea a línea (kV) y MVA de cortocircuito. La Tabla 9 enseña las diferentes propiedades de la fuente de voltaje.

Tabla 9. Parámetros del Source.

Parámetro	Descripción
Bus	Nodo al cual es conectada la fuente
Base kV	KV - línea a línea base/nominal
p.u.	Valor en pu del voltaje en que está operando la fuente
Angle	Ángulo base, grados de la primera fase
Frecuency	Frecuencia de la fuente
Phase	Numero de fases de la fuente
MVASC3 / MVASC1	Potencia de cortocircuito trifásica o monofásica
R1	Resistencia en ohm de secuencia positiva que representa la fuente
R0	Resistencia en ohm de secuencia cero que representa la fuente
X1	Reactancia en ohm de secuencia positiva que representa la fuente
X0	Reactancia en ohm de secuencia cero que representa la fuente

La Figura 10 ejemplifica el código correspondiente a la fuente.

```
New Circuit.IEEE13BARRAS
~ basekv=115 pu=1.0 phases=3 bus1=SourceBus
~ Angle=30
~ MVAsc3=1000000000 MVAsc1=1000000000
AddBusMarker Bus=SourceBus Code=36 color=Red size=2
```

Figura 10. Definición de la fuente [85].

3.2.5 Modelación del transformador / regulador

El regulador se modela como un objeto similar a un transformador en OpenDSS con una pérdida de carga muy baja y una impedancia muy baja y se implementa como un elemento de entrega de energía de múltiples terminales. El objeto transformador consta de dos o más devanados y los parámetros de cada devanado se especifican por separado. El regulador se usa para establecer los voltajes del bus dentro de los límites ANSI especificados. Las diferentes propiedades del regulador están en la Tabla 10.

Tabla 10. Parámetros del regulador.

Parámetro	Descripción
Buses	Definición de la barra a la que se conectan los devanados
phases	Numero de fases
Windings	Número de devanados
Conns	Conexiones del devanado Estrella / Delta
kVA	Potencia base en kVA
kV	Voltaje seteado del devanado
Xhl	Porcentaje de reactancia de devanado H-L
Load loss	Porcentaje de pérdida de carga a carga nominal
Ppm	Partes por millón para la reactancia antiflotante que se conectará desde cada terminal a tierra
Vreg	Ajustes del regulador de voltaje en para el devanado a controlar
Ptrato	Relación del Transformador de Potencia que cambia el voltaje de la bobina con control al del regulador
Ctprim	Seteo del primario del transformador de corriente en amperios
Band	banda ancha en [V] para el bus controlado.

Un ejemplo de formato del modelo regulador/transformador utilizado en OpenDSS se describe en la Figura 11.

```
New Transformer.RegFaseA phases=1 xhl=0.01 %LoadLoss=0.001
~ wdg=1 bus=650.1 kv=2.4 kva=1666.7
~ wdg=2 bus=Reg.1 kv=2.4 kva=1666.7

New regcontrol.RegFaseA transformer=RegFaseA
~ winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctprim=700 R=3 X=9
```

Figura 11. Definición del transformador/regulador [84].

3.2.6 Modelación de banco de capacitores

El modelo capacitor se implementa básicamente como un elemento de entrega de energía de dos terminales. Si no se especifica la conexión para el segundo bus, entonces el modelo de capacitor se establece de forma predeterminada en un banco de derivación en estrella con conexión a tierra.

El objeto Capacitor también se puede usar como un banco de capacitores en serie

especificando la segunda conexión de bus. Por defecto, el banco de condensadores es un banco de filtros sintonizados de varios pasos. La propiedad “*Capcontrol*” controla el banco de condensadores aumentando o disminuyendo el paso activo del banco de filtros. Las diferentes propiedades del capacitor se enseñan en la Tabla 11.

Tabla 11. Parámetros del Capacitor.

Cuantificación	Descripción
Bus	Bus al que se encuentra conectado el capacitor
kvar	Valor nominal de kvar trifásico / monofásico del condensador
kV	kV nominal del condensador
Conn	Conexiones del banco estrella / Delta
phases	Número de fases
Element	El elemento del circuito, normalmente una línea o un transformador, al que se conectan el PT y el TC del control del condensador.
Terminal	Número del terminal del elemento del circuito al que está conectado el Capcontrol
Type	Ajustes de tipo de control para el condensador.
On Setting	Valor al que el Capcontrol pretende encender el condensador
Off Setting	Valor al que el Capcontrol pretende apagar el condensador
Enable	Sí/No Indica si el elemento está habilitado
CT phase	Número de la fase que se está monitoreando para el control de corriente
PT phase	Número de la fase que se está monitoreando para el control de voltaje

La Figura 12 ejemplifica el código correspondiente al capacitor.

```
New Capacitor.Cap1 Bus1=675 phases=3 kvar=600 kv=4.16
New Capacitor.Cap2 Bus1=611.3 phases=1 kvar=100 kv=2.4

type=current Onsetting = 43 Offsetting= 33 enabled=yes ctphase=
2 ptphase=2
```

Figura 12. Definición del condensador [85].

3.2.7 Modelación de Switch, Breakers y Seccionadores

Los interruptores, disyuntores y seccionadores son elementos utilizados para controlar la conectividad del circuito. En Open DSS, los interruptores, disyuntores y

seccionadores se modelan como líneas con muy baja resistencia y prácticamente cero reactancia y capacitancia. Las operaciones de los elementos de cambio se pueden controlar manualmente en OpenDSS o utilizando la propiedad Swtcontrol. El formato del modelo de interruptor, disyuntor y seccionador en OpenDSS se expone en la Figura 13.

```
New Line.<"switch1"> phases=3
Bus1=<name>.1.2.3 Bus2=<name>.1.2.3
Switch=y r1=1e-4 r0=1e-4
x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000
```

Figura 13. Definición del switch [86].

3.2.8 Modos de simulación

La simulación de circuitos a través de OpenDSS puede efectuarse al realizar los estudios de Flujos de carga; Cortocircuito; Análisis de armónicos; Estudio de Estabilidad.

La investigación tiene como foco principal la evaluación por medio del método de flujo de carga, el cual puede operar en una variedad de formas, siendo estas: i) Estándar; ii) Diariamente o por años; y, iii) Por medio del modelo de Monte Carlo.

La forma de cálculo estándar tiene como utilidad establecer las condiciones limitantes del sistema, evaluándose las variables de carga a nivel máximo y nivel mínimo de consumo. El modelo de cálculo hecho diariamente, ejecuta los flujos de potencia por cada hora del día es decir 24 veces, sin embargo, el período puede estar discretizado en minutos o segundos. El modo anual, realiza el cálculo para un periodo de 365 días equivalente a 8760 horas.

3.2.9 Flujo de carga – en el software OpenDSS

El flujo de carga permite obtener el valor de las variables eléctricas, tales como el voltaje, corriente o potencia evaluadas en régimen permanente. Al determinar dichas variables, de forma indirecta se determina las pérdidas que se producen en los componentes involucrados en el sistema y se puede establecer acciones a fin de garantizar la operatividad del sistema, bajo parámetros de calidad y seguridad.

Para sistema equilibrados, el flujo de carga puede ser resuelto mediante métodos numéricos clásicos como Newton Raphson completo, Desacoplado rápido y Gauss-Seidel. Al analizar las redes de la etapa de distribución, los procedimientos de cálculo antes citados no son los más adecuados, porque las redes presentan parámetros adicionales tales como cargas o redes desequilibradas, inclusión de generación distribuida y redes sumamente malladas.

Bajo lo descrito, el software OpenDSS usa métodos para determinar el flujo de carga que se basa en la metodología que descompone la matriz de admitancias relacionada a los nodos, para lo cual aplica el procedimiento KLU solve, el cual tiene como fin realizar dicha descomposición de los factores involucrados en la matriz y efectuar la inversión. Por lo tanto, ejecutar el proceso de KLU solve las matrices mencionadas por cada componente, registrando la interconexión por componente, además define las corrientes relacionadas a la inyección y a la compensación, permitiendo a OpenDSS determinar los voltajes en cada nodo de la siguiente iteración, para calcular las corrientes ya indicadas compensadores e inyectoras de la iteración que continua. El código fuente asociado al sistema de prueba a ser modelado se describe en la sección de Anexo.

3.3 Pseudocódigo

El pseudocódigo que se presenta en la Tabla 12, describe las actividades sistemáticas generales para el análisis de redes eléctricas mediante OpenDSS.

Tabla 12. Pseudocódigo análisis de redes.

Mejora del perfil del voltaje en microrredes usando generación distribuida	
Inicio	
Paso 1:	Determinación de la red tipo a ser modelada
Paso 2:	Asignación de parámetros de la generación distribuida
Paso 3:	Modelación de red: <ul style="list-style-type: none"> - Fuente o Bus infinito - Líneas - Carga - Curva de carga - Trafos/reguladores - Compensadores
Paso 4:	Incorporación de la formulación del modelo de la generación distribuida GD.
Paso 5:	Casos establecidos para el estudio.
Paso 6:	Obtención de las variables eléctricas
Paso 7:	Estudio de los resultados logrados.
Fin.	

4 Red tipo para el análisis

Para analizar la mejora de perfiles de voltaje usando GD, se aplicará el modelo estándar IEEE de 13 nodos, mismo que corresponde a un sistema desequilibrado, el diagrama unifilar se presenta en la Figura 14 y el detalle del sistema se expone en los siguientes numerales.

4.1 Parámetros de Trafos

La red de la IEEE usada de prueba de 13 nodos de conexión se caracteriza por contar con dos transformadores de distribución trifásicos, el primero corresponde a la

subestación. La Tabla 13 presenta los datos de los transformadores.

Tabla 13. Datos técnicos de Trafos

	kVA	kV Primario	kV Secundario	R %	X %
S/E:	5,000	115 - D	4.16- Gr. Y	1	8
XFM -1	500	4.16-Gr.Y	0.48- Gr.Y	1.1	2

4.2 Datos del regulador

La red seleccionada contiene un regulador trifásico conectado en estrella aterrizada. La Tabla 14 muestra los datos asociados.

Tabla 14. Datos del regulador.

Relación TP	20
Relación TC	700
ID Regulador	1
Conexión:	3-F, LG
Seguimiento Fase	A-B-C
Conexión	650 - 632
Fases:	A - B -C
Banda	2.0 volts
Conf. Fases del Compensador:	A B C
Resistencia - pu	3 3 3
Reactancia - pu	9 9 9
Rango de tensión	122 122 122

4.3 Datos de bancos de capacitores

La red de 13 barras del modelo de prueba IEEE contiene un banco de condensadores de conexión trifásica y uno monofásico. La información de estos elementos está en la Tabla 15.

Tabla 15. Datos de los compensadores.

Nodo	Fase A kVAr	Fase B kVAr	Fase C kVAr
675	200	200	200
611	0	0	100

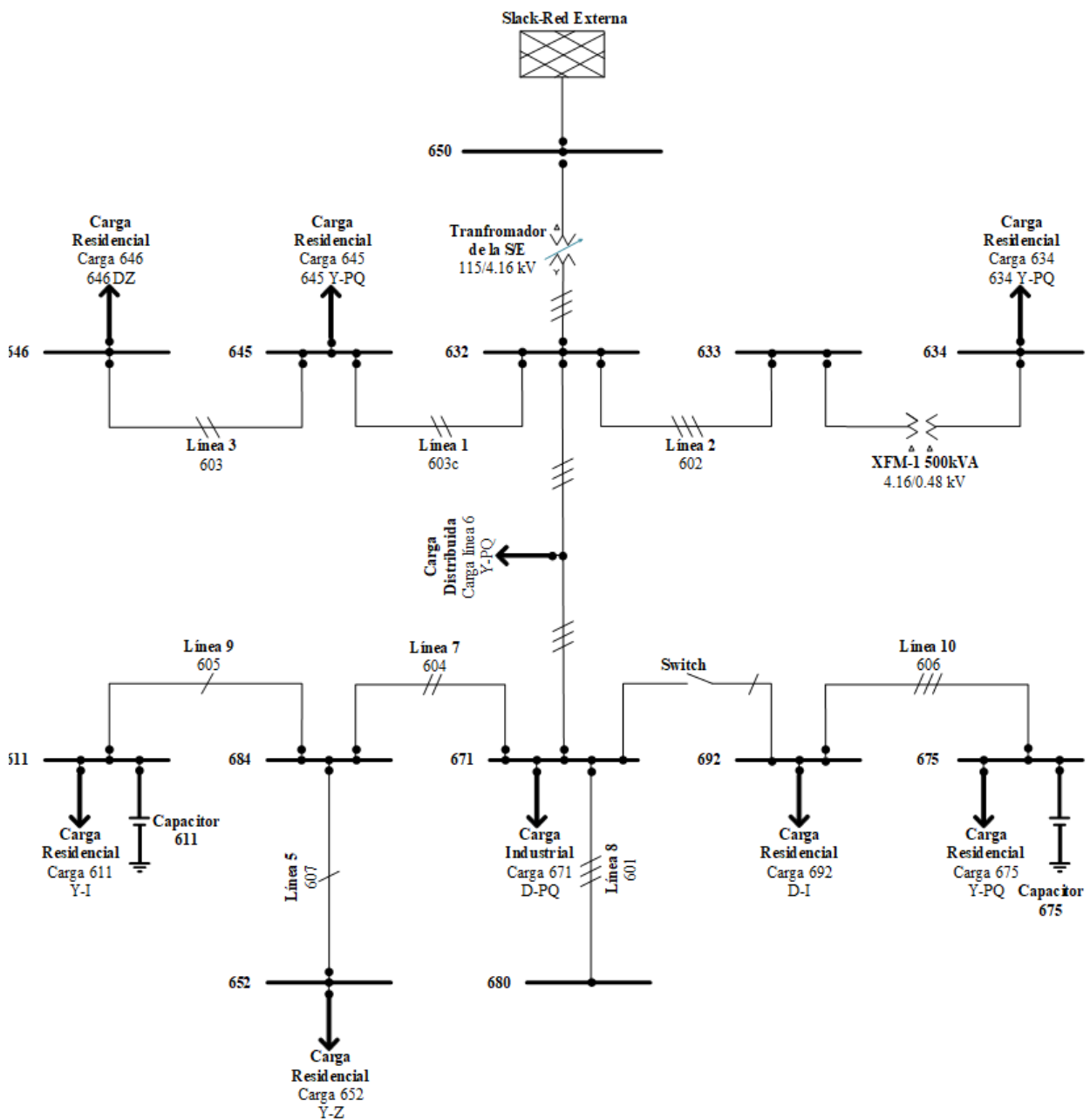


Figura 14. Diagrama Unifilar IEEE 13 nodos.

4.4 Datos de las cargas

El sistema IEEE 13 nodos está conformado por cargas concentradas y una carga distribuida, en la Tabla 16 y Tabla 17 se tabulan los parámetros correspondientes.

Tabla 16. Ficha de demandas - i) Concentradas

	Nodo	634	645	646	652
Carga	Con.	Y-PQ	Y-PQ	D-Z	Y-Z
Fase 1	kW	160	0	0	128
	kvar	110	0	0	86
Fase 2	kW	120	170	230	0
	kvar	90	125	132	0

Fase 3	kW	120	0	0	0
	kvar	90	0	0	0
Nodo		671	675	692	611
Carga	Con.				
	D-PQ				
Fase 1	kW	385	485	0	0
	kvar	220	190	0	0
Fase 2	kW	385	68	0	0
	kvar	220	60	0	0
Fase 3	kW	385	290	170	170
	kvar	220	212	151	80

Tabla 17. Ficha de demandas - ii) Distribuida.

Nodo A	632	
Nodo B	671	
Carga	Y-PQ	
Fase 1	kW	17
	kvar	10
Fase 2	kW	66
	kvar	38
Fase 3	kW	117
	kvar	68

Para la carga es necesario determinar la conexión y el modelo de la carga a modelar, para el caso que compete, Y corresponde a la conexión estrella, D corresponde a la conexión delta o triángulo. Para el modelo de conexión Z corresponde a impedancia constante, I es corriente constante y finalmente PQ se refiere a un modelo de carga donde la potencia activa y reactiva es constante.

Para evaluar el perfil de voltaje se usará en primera instancia las curvas de carga que han sido determinadas como industrial y residencial obtenidas de [84] y expresadas en por unidad en la Tabla 18, con esos valores de la curva se carga se determinará los índices de calidad de voltaje [20] en cada periodo de tiempo. La Figura 15 se ilustran las curvas de carga en por unidad.

Tabla 18. Valores de curvas de carga.

Hora	Industrial (pu)	Residencial (pu)
H1	0.180	0.690
H2	0.190	0.510
H3	0.240	0.450
H4	0.330	0.420
H5	0.390	0.550
H6	0.410	0.850
H7	0.650	1.020
H8	1.230	0.800
H9	1.890	0.900
H10	1.890	0.910
H11	1.960	1.030
H12	1.980	1.040
H13	1.450	1.110
H14	1.620	0.980
H15	1.910	0.960
H16	1.900	0.960
H17	1.810	1.010
H18	1.190	1.270
H19	0.800	1.520
H20	0.660	1.590
H21	0.520	1.760
H22	0.400	1.510
H23	0.280	1.300
H24	0.230	0.900

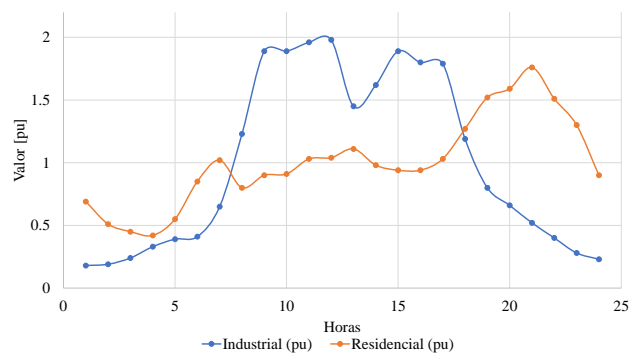


Figura 15. Tipo de curvas de carga

La aplicación de la curva de carga se la hará en demandas puntuales, lo cual conlleva a identificar el tipo en cada carga, para el caso de análisis en el nodo 671 se ubica una carga industrial, mientras que en los demás nodos corresponden a cargas de tipo residencial.

4.5 Parámetro de las configuraciones

El sistema IEEE 13 nodos está conformado por líneas aéreas y subterráneas, sus configuraciones se muestran en la Tabla 19 y Tabla 20, respectivamente.

Tabla 19. Configuración L/T aéreas.

Conf.	601	602
Sec	BACN	CABN
Fase	ACSR 556503.714	4/0 6/1
Neutro	ACSR 4/0 6/1	4/0 6/1
Esp.	ID 500	500

Conf.	603	604	605
Sec	C B N	A C N	C N
Fase	ACSR 1/0	1/0	1/0
Neutro	ACSR 1/0	1/0	1/0
Esp.	ID 505	505	510

Conf: Configuración

Esp: Espaciado

Sec: Secuencia

Las identificaciones de las estructuras de las líneas aéreas (ID) se ilustran en la Figura 16.

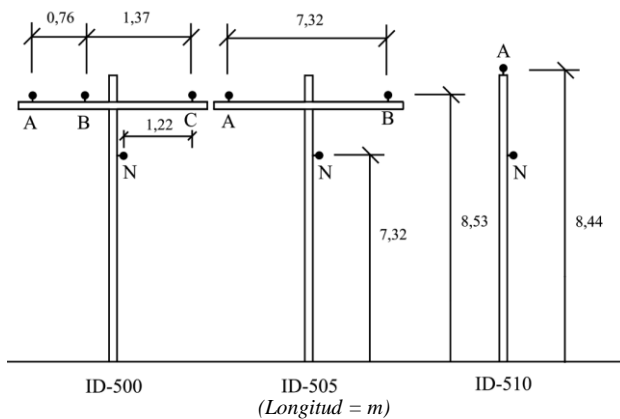


Figura 16. Estructuras -Líneas aéreas.

Tabla 20. Configuración de cable subterráneos.

Conf.	606	607
Secuencia	ABCN	A N
Cable	250,000 AA, CN	1/0 AA, TS
Neutro	----	1/0 Cu
Esp - ID	515	520

Conf: Configuración

Esp: Espaciado

La Figura 17 presenta las ilustraciones e identificaciones de las estructuras de estos cables.

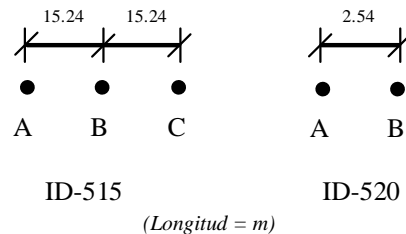


Figura 17. Configuración - Cable

4.6 Parámetros de las líneas

Los parámetros técnicos de las líneas aéreas y cables subterráneos se describen en la Tabla 21, la Tabla 22 y la Tabla 23.

Tabla 21. Parámetros de conductores aéreos.

A	B	C	D	E	F
14	CU	15.16944	0.06528	0.0021216	20.4
12	CU	9.5625	0.08262	0.0026724	76.5
10	CU	6.02106	0.10404	0.0033762	81.6
4	ACSR	2.601	0.26214	0.0046104	142.8
2	ACSR	1.7238	0.32232	0.0042636	183.6
2	AA	1.5708	0.29784	0.0090066	159.12
1/0	ACSR	1.1424	0.40596	0.0045492	234.6
1/0	AA	0.9894	0.37536	0.011322	316.2
2/0	AA	0.78438	0.42228	0.01275	234.6
4/0	ACSR	0.60384	0.57426	0.0083028	346.8
250	AA	0.4182	0.57834	0.017442	335.58
336.4	ACSR	0.31212	0.73542	0.024888	540.6
500	AA	0.21012	0.82926	0.02652	492.66
556.5	ACSR	0.189618	0.94554	0.031926	744.6
1000	AA	0.1044	1.15489	0.036596	698.89

- A:** Dimensión en medida AWG o kcmil
B: Arquetipo de conductor
C: Resistencia en ohm/milla a 50 °C
D: Diámetro en pulgadas - exterior
E: Radio medio geométrico (pies)
F: Cargabilidad a 50°C (amperios)

Tabla 22. Parámetros del subterráneo.

I	II	III	IV	V	VI
1000(61x)	1.6728	1.8054	2.0196	20x10	561
500(37x)	1.3158	1.4178	1.5912	16x12	392.7
250(37x)	1.0812	1.1832	1.3158	13x14	265.2
2/0(19x)	0.918	0.9894	1.122	7x14	204
1/0(19x)	0.867	0.9486	1.0812	6x14	178.5
2(7x)	0.7956	0.867	0.9996	6x14	137.7

- I:** Dimensión del conductor en AWG o kcmil.
II: Diámetro sobre el aislamiento (pulgadas).
III: Diámetro sobre la pantalla (pulgadas).
IV: Diámetro exterior (pulgadas).
V: Cooper 1/3 neutral. (No. x AWG).
VI: Ampacidad en conducto de 4 pulgadas (amp).

Tabla 23. Datos de la conectividad de los vínculos.

Nodo i	632	632	633	645
Nodo j	645	633	634	646
Long(pies)	500	500	0	300
Config.	603	602	XFM-1	603
Nodo i	650	684	632	671
Nodo j	632	652	671	684
Long(pies)	2000	700	2000	250
Config.	601	607	601	604
Nodo i	671	671	684	692
Nodo j	680	692	611	675
Long(pies)	1000	0	300	500
Config.	601	Switch	605	606

Dado los datos descritos y dada la configuración, se obtienen las matrices de capacitancia y las matrices de impedancia, a las que se aplica la reducción de Kron[87]. Los resultados de lo indicado se presentan en el Anexo por cada configuración.

4.7 Casos para estudio

Los casos a ser planteados considerarán la curva de demanda, la cual considerará la variación de la carga de forma horaria. Para los casos de estudio se evaluarán en puntos críticos, siendo esta la demanda mínima y máxima, bajo esta premisa se establece los siguientes casos.

- 1) **Modelado sin GD:** Este caso de estudio considera un análisis global en el período de las 24 horas, y posteriormente se evaluarán las variables en demanda mínima y máxima, determinando las variables eléctricas y el índice de calidad, a través de lo cual se determinará el nodo crítico.
- 2) **Modelado con GD:** Una vez determinado el nodo crítico, se incorporará un generador distribuido de tipo eólico en dicho nodo, y se procederá a un análisis global del sistema para el período de 24 horas y se efectuará un análisis detallado para la demanda mínima y máxima.

5 Análisis de resultados

En función a los casos de estudio planteados y al valor de las variables obtenidas, se realiza el análisis detallado de los resultados mismo que se detalla a continuación.

5.1 Modelado Sin GD

OpenDSS procede a resolver los flujos de carga de la red, mostrando inicialmente la ubicación georreferenciada en base a los datos proporcionados, el diagrama correspondiente está ilustrado en la Figura 18.

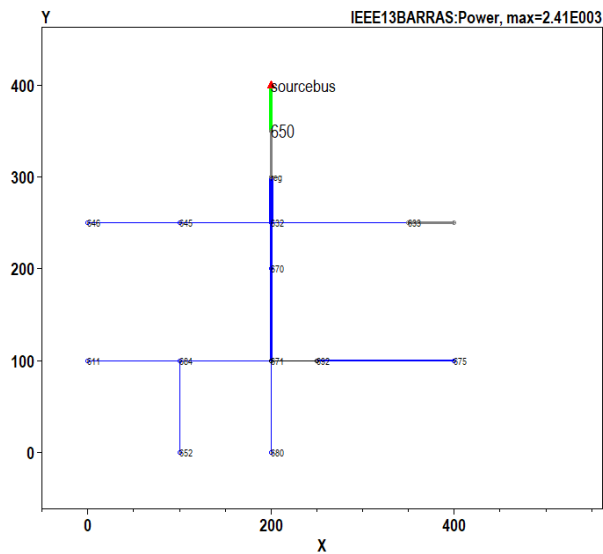


Figura 18. Diagrama de la red modelo referenciado [84].

Una vez representada la red, se obtienen los resultados horarios de la potencia que la red externa entrega al sistema para abastecer la demanda en sus diferentes periodos de tiempo. La Figura 19 presenta la potencia activa y la Figura 20 muestra la potencia reactiva.

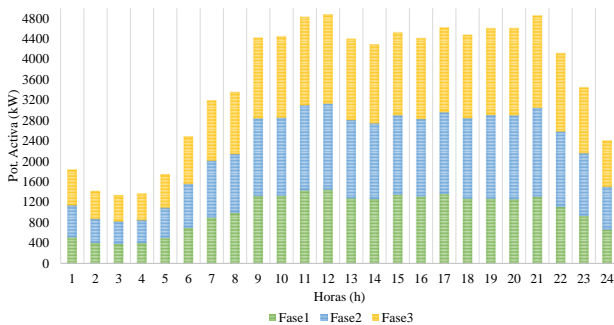


Figura 19. Potencia activa entregada red externa – Sin GD.

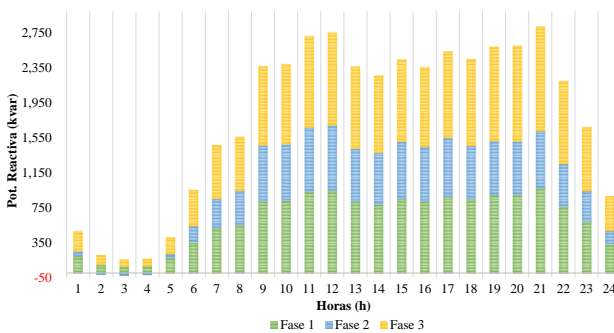


Figura 20. Potencia reactiva entregada red externa – Con GD.

Para el análisis se considera la demanda mínima y máxima, las cuales ocurren a la hora 3 y hora 12, respectivamente, en tal sentido, en la Tabla 24 se describe la potencia activa y reactiva por fase y por demanda.

Tabla 24. Potencia de la red externa en demanda mínima y máxima – Sin GD

Demanda Mínima			
	Fase1	Fase2	Fase3
Potencia Activa [kW]	382.15	446.91	511.63
Potencia Reactiva [kvar]	78.71	-33.41	78.74
Demanda Máxima			
	Fase1	Fase2	Fase3
Potencia Activa [kW]	1,443.56	1,687.40	1,741.50
Potencia Reactiva [kvar]	947.76	744.51	1,057.31

Para poder evaluar los perfiles de voltaje, se procede a determinar los nodos más alejados de la fuente, cuyo resultado se muestra en la Tabla 25.

Tabla 25. Distancia de los Nodos más alejados.

Nodo	Distancia (ft)	Fases
680	5000	3 fases
652	4950	1 fase
611	4550	1 fase
675	4500	3 fases

Para determinar el nodo crítico se procede a evaluar en demanda mínima y demanda máxima el índice de calidad de voltaje -IcV según [20], el cual para redes de distribución el límite máximo es +/- 6%. En la Tabla 26 se muestran los resultados por cada nodo para demanda mínima y en la Tabla 27 lo propio para demanda máxima.

Tabla 26. Evaluación del IcV demanda mínima – Sin GD

Voltaje			
	F 1	F 2	F 3
Nodo 680	1.0138	1.0395	1.0157
Nodo 652	1.0104		
Nodo 611	1.0154		
Nodo 675	1.0117	1.0392	1.0158

IcV			
	F 1	F 2	F 3
Nodo 680	-1.38%	-3.95%	-1.57%
Nodo 652	-1.04%		
Nodo 611	-1.54%		
Nodo 675	-1.17%	-3.92%	-1.58%

Tabla 27. Evaluación del IcV demanda máxima – Sin GD

Voltaje			
	F 1	F 2	F 3
Nodo 680	0.9604	1.0396	0.9407
Nodo 652	0.9613		
Nodo 611	0.9434		
Nodo 675	0.9602	1.0390	0.9455

Índice de calidad de Voltaje			
	F 1	F 2	F 3
Nodo 680	3.96%	-3.96%	5.93%
Nodo 652	3.87%		
Nodo 611	5.66%		
Nodo 675	3.98%	-3.90%	5.45%

De la evaluación efectuada del IcV, en demanda mínima y máxima, en el Nodo 680 se produce el mayor porcentaje de caída de voltaje, a pesar de que no viola el valor regulado. Por lo tanto, el Nodo 680 será el Nodo Crítico donde se incorporará la generación distribuida y cuyo efecto se analizará en el caso siguiente. Una vez definido el nodo crítico, se presenta en las ilustraciones siguientes los voltajes asociados a los nodos antes descritos.

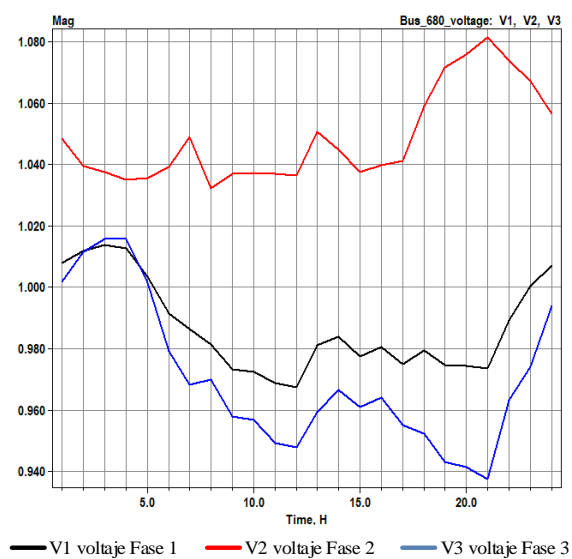


Figura 21. Voltaje Nodo 680 a nivel horario [OpenDSS]-Modelo sin GD.

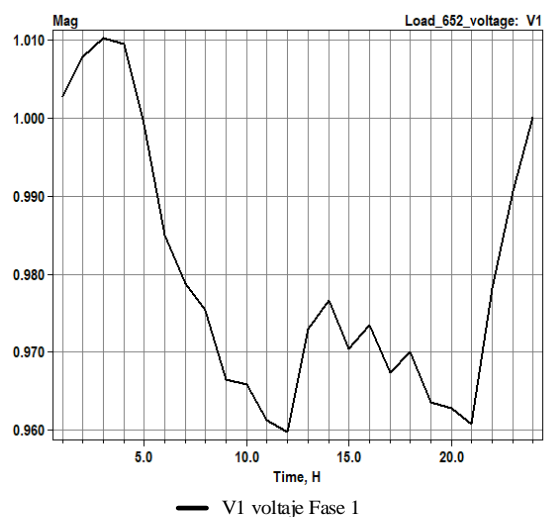


Figura 22. Voltaje Nodo 652 a nivel horario [OpenDSS]-Modelo sin GD

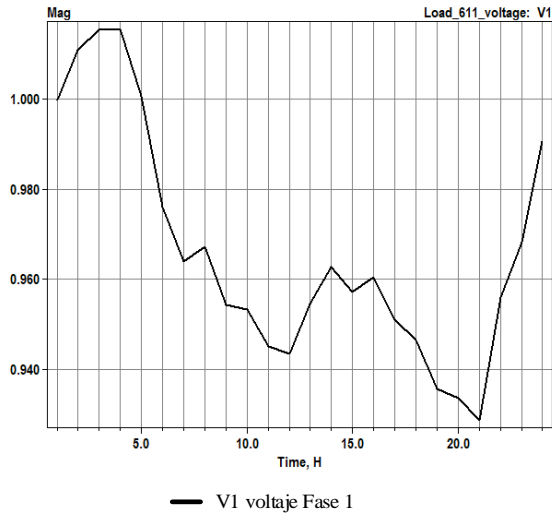


Figura 23. Voltaje Nodo 611 a nivel horario [OpenDSS]-Modelo sin GD.

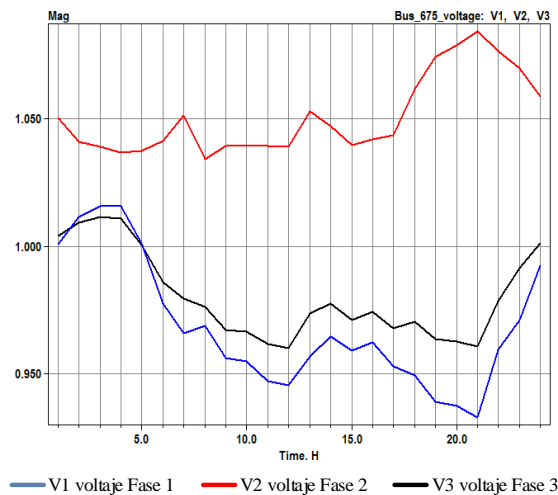


Figura 24. Voltaje Nodo 675 a nivel horario [OpenDSS]-Modelo sin GD.

5.2 Modelado Con GD

Con el nodo crítico definido, se procederá a incluir en este un generador distribuido, para el caso se modelará un generador eólico de velocidad fija, mismo que puede consumir energía reactiva a sistemas. Los valores se encuentran detallados en la Tabla 28 y Tabla 29.

Tabla 28. Características del aerogenerador

Parámetro	Valor	Unidad
Fases	3	-
V nom	0,69	kV

P nom	1000	kW
S	1.3	MVA
Xs, Xr	0.1212, 0.181	pu
Rs, Rr	0.0005, 0.11	pu
Xm	6.84	pu

Tabla 29. Características del Trafo

Parámetro	Valor	Unidad
Xhl	5.75	pu
P Nominal	1000	kVA
V. primario	0.69 - Y	kV
V. Secundario	4.16 - Y-Gr	kV

Para modelar el recurso eólico, se utiliza la curva de probabilidad del recurso, la cual se tabula en la Tabla 30, su ilustración corresponde a la indicada en la Figura 25.

Tabla 30. Probabilidad del viento.

Hora	Ocurrencia (pu)	Hora	Ocurrencia (pu)
h1	0.93	h13	1.10
h2	0.85	h14	1.08
h3	0.85	h15	1.10
h4	0.79	h16	1.10
h5	0.81	h17	1.16
h6	0.81	h18	1.24
h7	0.81	h19	1.24
h8	0.85	h20	1.24
h9	0.93	h21	1.22
h10	0.91	h22	1.12
h11	1.00	h23	1.00
h12	1.04	h24	0.95

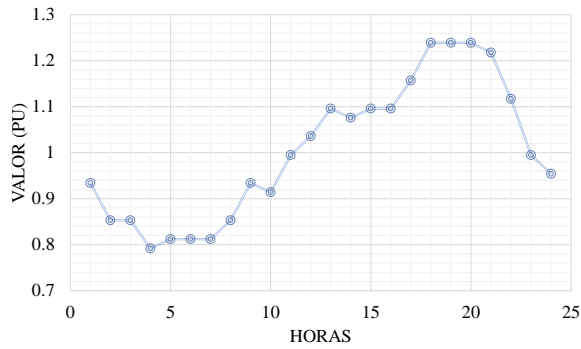


Figura 25. Ocurrencia del viento.

Finalmente, a modo de control de la potencia reactiva, se ha colocado un capacitor de 350 kvar, el cual servirá para la compensación de los voltajes en la red.

Tabla 31. Capacitor.

	kvar	kV	Npasos	Fases
G. Eólico	350	0.69	24	3

Con la modelación del aerogenerador se procede a realizar el análisis global, del cual se puede extraer las potencias entregadas por el sistema exterior a la red modelo, la Figura 26 y la Figura 27 presentan la potencia activa y reactiva, respectivamente.

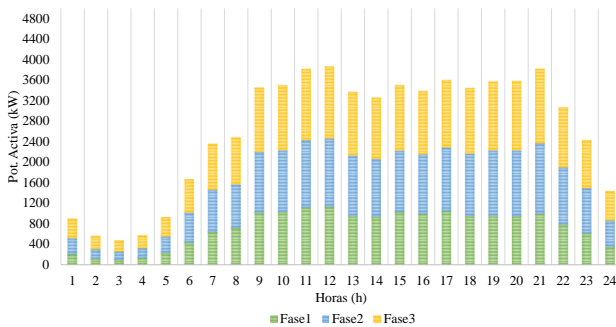


Figura 26. Potencia activa entregada red externa–Con GD

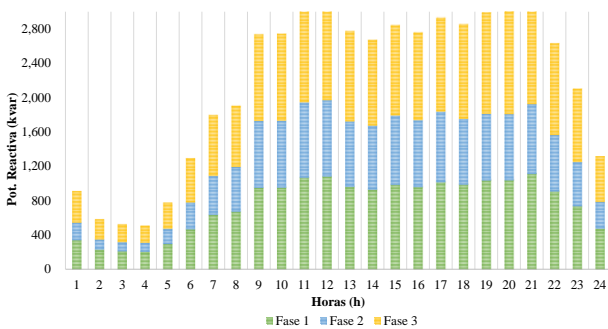


Figura 27. Potencia reactiva entregada red externa–Con GD

De forma similar al caso anterior, se procede con el análisis en la demanda mínima y máxima, la Tabla 32 se describe la potencia activa y reactiva por fase y por demanda.

Tabla 32. Potencia de la red externa en demanda mínima y máxima – Con GD

Demanda Mínima			
	Fase1	Fase2	Fase3
Potencia Activa [kW]	103.73	160.39	219.92
Potencia Reactiva [kvar]	209.14	107.69	207.48
Demanda Máxima			
	Fase1	Fase2	Fase3
Potencia Activa [kW]	1,133.24	1,331.35	1,397.23
Potencia Reactiva [kvar]	1,079.27	888.82	1,155.62

Al realizar una comparación de los resultados obtenidos entre ambos casos, las variaciones están tabuladas en la Tabla 33.

Tabla 33. Variaciones de potencia de la red externa en demanda mínima y máxima.

Demanda Mínima			
	Fase1	Fase2	Fase3
Potencia Activa [kW]	278.42	286.52	291.71
Potencia Reactiva [kvar]	-130.43	-141.10	-128.75
Demanda Máxima			
	Fase1	Fase2	Fase3
Potencia Activa [kW]	310.32	356.05	344.27
Potencia Reactiva [kvar]	-131.51	-144.31	-98.31

En el caso de compete se muestra las variaciones porcentuales en potencia activa, los resultados están en la Tabla 34.

Tabla 34. Variaciones porcentuales - Potencia activa

	Fase1	Fase2	Fase3
Potencia Activa - D. Min	-73%	-64%	-57%
Potencia Activa - D. Max	-21%	-21%	-20%

De lo cual se puede indicar que, en demanda mínima la entrega de potencia activa de la red se reduce en promedio un 65% con respecto a la entrega sin GD, por su parte, en demanda máxima la reducción corresponde en promedio a un valor del 21%.

La producción de potencia activa y reactiva del generador eólico durante el período de 24 horas se ilustran en la Figura 28 y Figura 29, respectivamente.

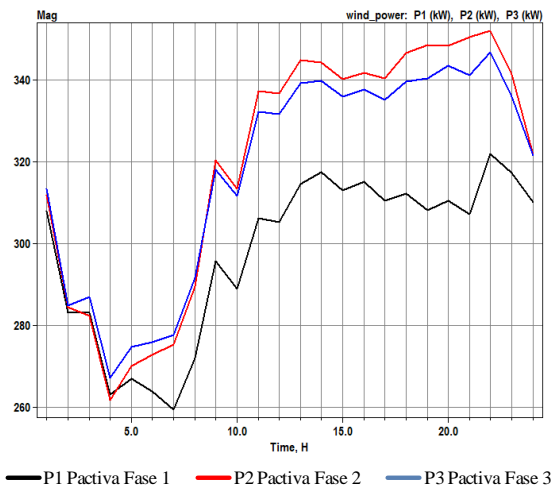


Figura 28. Potencia activa entregada aerogenerador [OpenDSS]

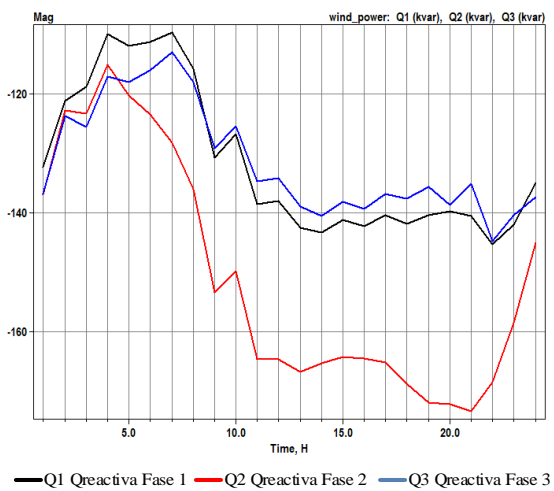


Figura 29. Potencia reactiva entregada aerogenerador [OpenDSS]

Así mismo, para el generador eólico se procede a determinar por demanda el aporte de potencia, cuyos resultados se describen en la Tabla 35.

Tabla 35. Aporte del GD por demanda

	Dem. Mín.	Dem. Max
P1 (kW)	283.3	343.764
Q1 (kvar)	-119.007	-151.694
P2 (kW)	282.52	344.314
Q2 (kvar)	-123.432	-153.856
P3 (kW)	287.067	346.474
Q3 (kvar)	-125.631	-156.29

Con la inclusión del generador distribuido conllevará a una afectación en los voltajes de los nodos cercanos, en ese sentido para los nodos analizados se presentan en las ilustraciones siguientes su variación. Para el nodo 680, los voltajes en cada hora al evaluar ambos casos se presentan a continuación.

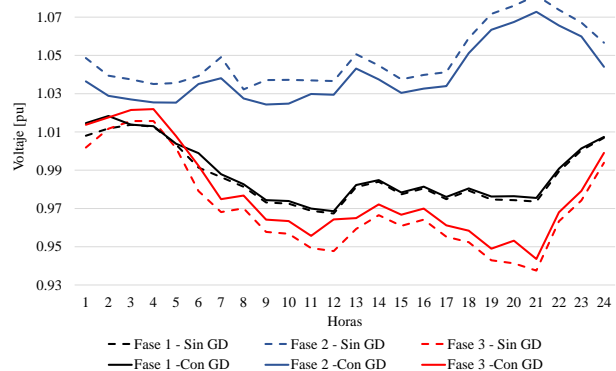


Figura 30. Voltaje Nodo 680 nivel horario-Comparativo.

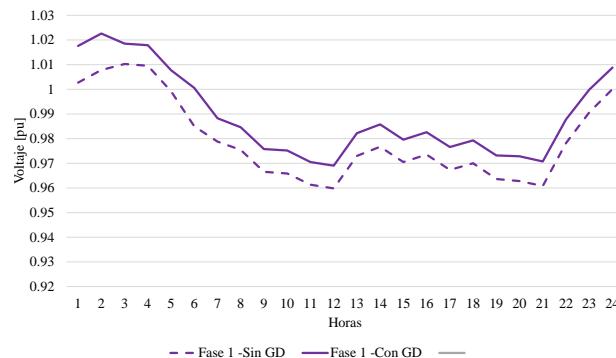


Figura 31. Voltaje Nodo 652 nivel horario-Comparativo.

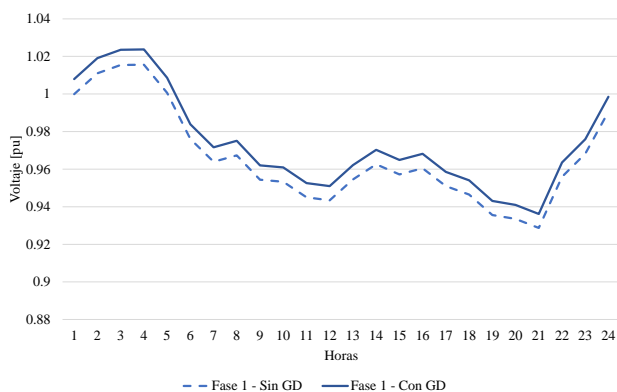


Figura 32. Voltaje Nodo 611 a nivel horario – Comparativo.

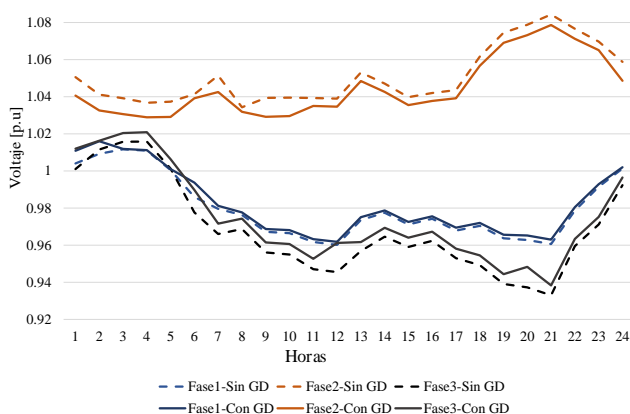


Figura 33. Voltaje Nodo 675 a nivel horario – Comparativo.

De lo mostrado en la Figura 30, Figura 31, Figura 32 y Figura 33, se puede señalar que los perfiles de voltaje que se producen con la incorporación de la generación distribuida tienden a incrementarse. A fin de validar lo indicado, se procede a evaluar los índices de calidad de voltaje para la demanda mínima y máxima, se consiguen los efectos cuyos valores están expresados en la Tabla 36 y la Tabla 37.

Tabla 36. Evaluación del IcV- demanda mínima – Con GD

	Voltaje		
	F 1	F 2	F 3
Nodo 680	1.0138	1.0269	1.0215
Nodo 652	1.0185		
Nodo 611	1.0235		
Nodo 675	1.0119	1.0307	1.0204

	Índice de calidad de Voltaje		
	F 1	F 2	F 3
Nodo 680	-1.38%	-2.69%	-2.15%
Nodo 652	-1.85%		
Nodo 611	-2.35%		
Nodo 675	-1.19%	-3.07%	-2.04%

Tabla 37. Evaluación del IcV- demanda máxima – Con GD

	Voltaje		
	F 1	F 2	F 3
Nodo 680	0.9686	1.0294	0.9643
Nodo 652	0.9690		
Nodo 611	0.9510		
Nodo 675	0.9618	1.0347	0.9612

	Índice de calidad de Voltaje		
	F 1	F 2	F 3
Nodo 680	3.14%	-2.94%	3.57%
Nodo 652	3.10%		
Nodo 611	4.90%		
Nodo 675	3.82%	-3.47%	3.88%

Al analizar los IcV por tipo de demanda para los nodos establecidos, se observa que en promedio se obtienen los valores calculados que se establecen en la Tabla 38.

Tabla 38. Índice de calidad de voltaje por demanda promedio

	F 1	F 2	F 3
Dem Mín Sin GD	-1.28%	-3.94%	-1.58%
Dem Min Con GD	-1.69%	-2.88%	-2.10%

	F 1	F 2	F 3
Dem Max Sin GD	4.37%	-3.93%	5.69%
Dem Max Con GD	3.74%	-3.20%	3.73%

Al analizar el IcV en demanda mínima, dicho indicador tiene una variación promedio del 0.04%, por tanto, no existe una variación significativa, aspecto por el cual se concluye que para demanda mínima a nivel de voltaje no existe una variación sustancial, pero si existe una reducción considerable de la potencia requerida de la red que en promedio se reduce un 65%.

Así mismo, al analizar la demanda máxima, se observa que el IcV se reduce en un 1.96% en la fase más crítica, lo cual garantiza que el sistema tenga menos pérdidas y una mejor transferencia de potencia, para este caso, el porcentaje de reducción de energía demandada de la red asciende al 21%.

Adicional a lo indicado, se procede a realizar una evaluación de las pérdidas por demanda cuando el sistema opera sin GD y cuando es incorporado este elemento. En la Tabla 39 se presenta las pérdidas en demanda mínima y en la Tabla 40 se muestra las pérdidas en demanda máxima.

Tabla 39. Pérdidas en demanda mínima

	Pérdidas (kW)	%
Sin GD	15.27	3.584
Con GD	13.71	2.139

Tabla 40. Pérdidas en demanda máxima

	Pérdidas (kW)	%
Sin GD	206.63	4.407
Con GD	171.04	3.201

Como se puede observar, en la demanda mínima la incorporación de la GD representa una disminución de pérdidas de 1.56 kW, mientras en demanda máxima equivale a 35.59 kW. Lo cual ratifica que la incorporación de GD produce flujos bidireccionales que reducen las pérdidas y permite reasignar la potencia requerida del sistema, como se indicó anteriormente.

6 Conclusiones

De lo desarrollado en el documento, el análisis de la red y la implicación del generador distribuido, se basó en la utilización del IcV, en tal sentido, para la demanda mínima y máxima, en el Nodo 680, es el que mayor porcentaje de caída de voltaje presenta, siendo en demanda mínima -1.38%, -3.95% y -1.57%, por cada fase respectivamente; y, en demanda máxima corresponde a 3.96%, -3.96% y 5.93% por fase, aspecto por el cual se ha considerado dicho nodo como el punto crítico del sistema.

Una vez determinado el nodo crítico y mediante la utilización del software OpenDSS permite determinar los aportes de potencia activa y reactiva a lo largo de un período de tiempo, para la evaluación se consideró el tipo de demanda sea esta residencial o industrial y sus curvas de carga, centrándose el análisis en la demanda mínima y la demanda máxima, de lo que se puede indicar que el aporte de 284.29 kW en promedio del generador eólico en demanda mínima, conllevó a una reducción de la entrega de potencia activa de la red se reduce en promedio un 65% con respecto a la entrega sin GD. De forma similar, el aporte en promedio de 344.85 kW del aerogenerador en demanda máxima produjo una reducción en promedio a un valor del 21% con respecto a la entrega sin GD.

Así mismo, la incorporación de generación distribuida reduce las pérdidas asociadas a las que se producen por efecto de la resistencia del enlace, para el caso en demanda mínima se presenta una disminución de pérdidas de 1.56 kW con respecto al sistema cuando no se ha incorporado la GD, lo propio en demanda máxima equivale a una reducción de 35.59 kW. Lo cual ratifica que la incorporación de GD produce flujos bidireccionales que reducen las pérdidas.

Además de evaluar lo indicado, se realiza el análisis del IcV cuando se incorpora generación distribuida, de lo cual

se puede indicar que, en demanda mínima, dicho indicador se reduce en promedio un 0.04%, por tanto, no existe una variación significativa, aspecto por el cual se concluye que para demanda mínima a nivel de voltaje no existe una variación sustancial, pero si existe una reducción considerable de la potencia requerida de la red, como ya se indicó. En demanda máxima, se observa que el IcV se reduce en un 1.96% en la fase más crítica, lo cual garantiza que el sistema tenga menos pérdidas y una mejor transferencia de potencia, para este caso.

Para culminar, se indica que el software OpenDSS es una herramienta robusta que permite realizar un análisis aplicable a los sistemas eléctricos desequilibrados, incluyendo dentro de estos la modelación de sistemas de generación distribuida. En la presente investigación y de los resultados arrojados por el software, se expresa que la GD añade beneficios a la operación de la red, entre ellas se mejora el IcV, disminuye pérdidas y reduce el aporte de potencia de la red externa.

6.1 Trabajos futuros

El estudio puede ser complementado a futuro tomando en cuenta trabajos adicionales, entre ellos se propone los siguientes:

- Evaluación de las redes asimétricas para determinar puntos de conexión de la potencia GD.
- Análisis del impacto de sistemas de almacenamiento para la operación del sistema en el mediano plazo.
- Determinación óptima de los refuerzos de la red de distribución, bajo un análisis de mediano plazo tomando en cuenta la incorporación de generación distribuida.
- Análisis dinámico de la red bajo tomando en cuenta los aportes de la generación distribuida y sistemas de almacenamiento.

7 Referencias

- [1] 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.
- [2] R. Yan and T. K. Saha, "Investigation of voltage imbalance due to distribution network unbalanced line configurations and load levels," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1829–1838, 2012.
- [3] A. A. Tellez, D. F. C. Galarza, and L. O. Matos, "Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015, doi: 10.1109/TLA.2015.7273776.
- [4] A. Aguila and J. Wilson, "Technical and Economic Assessment of the Implementation of Measures for Reducing Energy Losses in Distribution Systems," *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, vol. 73, no. 1, p. 012018, Jul. 2017, doi: 10.1088/1755-1315/73/1/012018.
- [5] F. A. Castillo Munoz, A. Aguila Tellez, and J. W. Gonzalez Sanchez, "Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 11, pp. 4491–4498, 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7795819.
- [6] R. A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, and L. A. Kojovic, "Summary of distributed resources impact on power delivery systems," *IEEE Transactions on power delivery*, vol. 23, no. 3, pp. 1636–1644, 2008.

- [7] L. C. Ribeiro, F. L. Vieira, B. D. Bonatto, A. C. Z. de Souza, and P. F. Ribeiro, "Chapter 5 - Modeling and simulation of active electrical distribution systems using the OpenDSS," in *Decision Making Applications in Modern Power Systems*, S. H. E. Abdel Aleem, A. Y. Abdelaziz, A. F. Zobaa, and R. Bansal, Eds. Academic Press, 2020, pp. 121–152. doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816445-7.00005-0>.
- [8] E.-. Yeh and H. Tram, "Information integration in computerized distribution system planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 2, pp. 1008–1013, 1997, doi: 10.1109/59.589811.
- [9] V. P. Suppioni and A. Grilo-Pavani, "Unbalance compensation control in microgrids based on the unbalance profile," *Electric Power Systems Research*, vol. 196, p. 107199, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107199>.
- [10] G. Gutierrez, A. Aguila, D. González, and L. Ortiz, "Optimum location and sizing of capacitor banks using VOLT VAR compensation in micro-grids," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, no. 3, pp. 465–472, 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9082717.
- [11] L. Ortiz and A. Aguila, "Modeling and Control of an Automated System in Surgical Microscopy Based on Petri Nets," *IEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 1, pp. 96–101, 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7430067.
- [12] A. Águila, L. Ortiz, R. Orizondo, and G. López, "Optimal location and dimensioning of capacitors in microgrids using a multicriteria decision algorithm," *Heliyon*, vol. 7, no. 9, p. e08061, 2021, doi: 10.1016/j.heliyon.2021.e08061.
- [13] L. Ortiz, L. B. Guti, J. W. Gonz, and A. Aguila, "A novel strategy for dynamic identification in AC/DC microgrids based on ARX and Petri Nets," *Heliyon*, vol. 6, no. February 2019, 2020, doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e03559.
- [14] L. O. Matos, U. Politécnica, and U. Politécnica, "An ARX-Petri Nets algorithm for Active Identification of an AC / DC Microgrid Simulation," *2019 IEEE 4th Colombian Conference on Automatic Control (CCAC)*, p. 6, 2019, doi: 10.1109/CCAC.2019.8921191.
- [15] 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.
- [16] S. Ratra, R. Tiwari, and K. R. Niazi, "Voltage stability assessment in power systems using line voltage stability index," *Computers and Electrical Engineering*, vol. 70, pp. 199–211, 2018, doi: 10.1016/j.compeleceng.2017.12.046.
- [17] E. M. García Torres, A. Águila, I. Isaac, J. W. González, and G. López, "Analysis of Voltage Profile to determine Energy Demand using Monte Carlo algorithms and Markov Chains (MCMC)," in *Power Engineering Conference (UPEC), 2016 51st International Universities*, 2016, no. Mcmc, pp. 1–6. doi: 10.1109/UPEC.2016.8114092.
- [18] N. Daratha, B. Das, and J. Sharma, "Robust voltage regulation in unbalanced radial distribution system under uncertainty of distributed generation and loads," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 73,

- pp. 516–527, 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.05.046>.
- [19] B. Standard, “Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks,” *BS EN*, 2007.
- [20] CONELEC, “Calidad del servicio eléctrico de distribución-REGULACION No. CONELEC-004/01,” Quito, May 2001. Accessed: Dec. 19, 2021. [Online]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/02/Regulacion-No.-CONELEC-004-01.pdf>
- [21] Y. Liu, J. Bebic, B. Kroposki, J. de Bedout, and W. Ren, “Distribution system voltage performance analysis for high-penetration PV,” in *2008 IEEE energy 2030 conference*, 2008, pp. 1–8.
- [22] K. N. Miu and H.-D. Chiang, “Existence, uniqueness, and monotonic properties of the feasible power flow solution for radial three-phase distribution networks,” *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*, vol. 47, no. 10, pp. 1502–1514, 2000.
- [23] C. Dai and Y. Baghzouz, “Impact of distributed generation on voltage regulation by LTC transformer,” *2004 11th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, pp. 770–773, 2004, doi: 10.1109/ICHQP.2004.1409450.
- [24] Y. Baghzouz, “Impact of distributed generation on voltage regulation by LTC transformer,” *2004 11th International Conference on Harmonics and Quality of Power (IEEE Cat. No.04EX951)*, pp. 770–773, 2004, doi: 10.1109/ICHQP.2004.1409450.
- [25] B. Singh and G. Agrawal, “Enhancement of voltage profile by incorporation of SVC in power system networks by using optimal load flow method in MATLAB/Simulink environments,” *Energy Reports*, vol. 4, pp. 418–434, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2018.07.004>.
- [26] Z. J. Wu, S. Gu, B. Wang, and Z. Gu, “Research on the Evaluation System of Distribution Network Development and Management,” *IEEE Access*, no. 66.
- [27] K. H. Abdul-Rahman and S. M. Shahidehpour, “Application of fuzzy sets to optimal reactive power planning with security constraints,” *IEEE Transactions on power systems*, vol. 9, no. 2, pp. 589–597, 1994.
- [28] A. Vaccaro, C. A. Cañizares, and K. Bhattacharya, “A range arithmetic-based optimization model for power flow analysis under interval uncertainty,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1179–1186, 2012.
- [29] D. H. O. McQueen, P. R. Hyland, and S. J. Watson, “Application of a Monte Carlo simulation method for predicting voltage regulation on low-voltage networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 1, pp. 279–285, 2005.
- [30] T. Niknam, M. Zare, and J. Aghaei, “Scenario-based multiobjective volt/var control in distribution networks including renewable energy sources,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 4, pp. 2004–2019, 2012.
- [31] D. Bertsimas and A. Thiele, “A robust optimization approach to inventory theory,” *Oper Res*, vol. 54, no. 1, pp. 150–168, 2006.

- [32] A. S. C. Martins, L. R. de Araujo, and D. R. R. Penido, "Sensibility Analysis with Genetic Algorithm to Allocate Distributed Generation and Capacitor Banks in Unbalanced Distribution Systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 209, p. 107962, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.107962>.
- [33] H. Mehrjerdi, "Simultaneous load leveling and voltage profile improvement in distribution networks by optimal battery storage planning," *Energy*, vol. 181, pp. 916–926, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.021>.
- [34] S. H. Mirhoseini, S. M. Hosseini, M. Ghanbari, and M. Ahmadi, "A new improved adaptive imperialist competitive algorithm to solve the reconfiguration problem of distribution systems for loss reduction and voltage profile improvement," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 55, pp. 128–143, 2014.
- [35] A. M. Imran and M. Kowsalya, "A new power system reconfiguration scheme for power loss minimization and voltage profile enhancement using fireworks algorithm," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 62, pp. 312–322, 2014.
- [36] X. Su, M. A. S. Masoum, and P. J. Wolfs, "Optimal PV inverter reactive power control and real power curtailment to improve performance of unbalanced four-wire LV distribution networks," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 967–977, 2014.
- [37] 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.
- [38] D. Treballe, T. Gómez, R. Cossent, and P. Frías, "Distribution planning with reliability options for distributed generation," *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 2, pp. 222–229, 2010.
- [39] A. R. Jordehi, "Optimisation of electric distribution systems: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 51, pp. 1088–1100, 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.004>.
- [40] M. J. Ghadi, S. Ghavidel, A. Rajabi, A. Azizivahed, L. Li, and J. Zhang, "A review on economic and technical operation of active distribution systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, pp. 38–53, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.010>.
- [41] J. D. Cervantes, *Sistemas de distribución de energía eléctrica*. UNIVERSIDAD AUTONOMA METROPOLITANA, 1995.
- [42] Westinghouse, "Electrical Distribution System," *Utility Engineering Reference Book*, 1965.
- [43] A. L. Langner and A. Abur, "Formulation of three-phase state estimation problem using a virtual reference," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 1, pp. 214–223, 2020.
- [44] G. Carpinelli, P. Varilone, V. di Vito, and A. Abur, "Capacitor placement in three-phase distribution systems with nonlinear and unbalanced loads," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 152, no. 1, pp. 47–52, 2005.
- [45] T. A. P. Beneteli, L. P. Cota, and T. A. M. Euzébio, "Limiting current

- and voltage unbalances in distribution systems: A metaheuristic-based decision support system,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 135, p. 107538, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107538>.
- [46] M. R. Feizi, M. E. Khodayar, and J. Li, “Data-driven distributionally robust unbalanced operation of distribution networks with high penetration of photovoltaic generation and electric vehicles,” *Electric Power Systems Research*, vol. 210, p. 108001, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108001>.
- [47] H. R. Esmailian and R. Fadaeinedjad, “Optimal reconfiguration and capacitor allocation in unbalanced distribution network considering power quality issues,” 2013.
- [48] T. Antić, L. Thurner, T. Capuder, and I. Pavić, “Modeling and open source implementation of balanced and unbalanced harmonic analysis in radial distribution networks,” *Electric Power Systems Research*, vol. 209, p. 107935, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.107935>.
- [49] F. Gonzalez-Longatt and C. Fortoul, “Review of the distributed generation concept: Attempt of unification,” in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ 05), España*, 2005, pp. 16–18.
- [50] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, “Distributed generation: a definition,” *Electric power systems research*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, 2001.
- [51] 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.
- [52] A. A. B. Rujula, J. M. Amada, J. L. Bernal-Agustin, J. M. Y. Loyo, and J. A. D. Navarro, “Definitions for distributed generation: a revision,” *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 1, p. 3, 2005.
- [53] A. Águila Téllez, G. López, I. Isaac, and J. W. González, “Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources. Review,” *Heliyon*, vol. 4, no. 8, p. e00746, Aug. 2018, doi: [10.1016/j.heliyon.2018.e00746](https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2018.e00746).
- [54] P. Prakash and D. K. Khatod, “Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 57, pp. 111–130, 2016.
- [55] R. H. A. Zubo, G. Mokryani, H.-S. Rajamani, J. Aghaei, T. Niknam, and P. Pillai, “Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, pp. 1177–1198, 2017.
- [56] 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, doi: [10.1109/TDC.2005.1546964](https://doi.org/10.1109/TDC.2005.1546964).
- [57] J. Driesen and R. Belmans, “Distributed generation: Challenges and possible solutions,” *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES*, pp. 1–8, 2006, doi: [10.1109/pes.2006.1709099](https://doi.org/10.1109/pes.2006.1709099).
- [58] 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.
- [59] L. Luo *et al.*, “Optimal scheduling of a renewable based microgrid considering photovoltaic system and battery energy storage under uncertainty,” *Journal of Energy Storage*, vol. 28, p. 101306, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101306>.
- [60] T. Brandt, “III Designing an Energy Information System for Microgrid Operation,” in *IT Solutions for the Smart Grid*, Springer, 2016, pp. 73–109.
- [61] P. B. Borase, “Energy Management System For Microgrid With Power Quality Improvement,” 2017.
- [62] L. Mariam, M. Basu, and M. F. Conlon, “Microgrid: Architecture, policy and future trends,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 477–489, 2016.
- [63] G. Chicco and P. Mancarella, “Distributed multi-generation: A comprehensive view,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 3, pp. 535–551, 2009, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.11.014>.
- [64] B. Meyer, “Distributed Generation: Towards an effective contribution to power system security,” *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES*, pp. 1–6, 2007, doi: [10.1109/PES.2007.385743](https://doi.org/10.1109/PES.2007.385743).
- [65] A. O. Salau, Y. W. Gebru, and D. Bitew, “Optimal network reconfiguration for power loss minimization and voltage profile enhancement in distribution systems,” *Heliyon*, vol. 6, no. 6, p. e04233, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2020.e04233>.
- [66] A. A. Nafeh, A. Heikal, R. A. El-Sehiemy, and W. A. A. Salem, “Intelligent fuzzy-based controllers for voltage stability enhancement of AC-DC micro-grid with D-STATCOM,” *Alexandria Engineering Journal*, vol. 61, no. 3, pp. 2260–2293, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.aej.2021.07.012>.
- [67] A. Mohamed Imran and M. Kowsalya, “A new power system reconfiguration scheme for power loss minimization and voltage profile enhancement using Fireworks Algorithm,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 62, pp. 312–322, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.04.034>.
- [68] A. Herrera and A. Águila, “Mejoramiento de los perfiles de voltaje en sistemas de distribución mediante óptima ubicación de reguladores de tensión con cambiadores de derivación usando búsqueda exhaustiva,” Universidad Politécnica Salesiana, Quito, 2021.
- [69] 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.
- [70] J. Gordijn and H. Akkermans, “Business models for distributed generation in a liberalized market environment,” *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 9, pp. 1178–1188, 2007, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.008>.
- [71] S.-E. Razavi *et al.*, “Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review,” *Renewable and*

- Sustainable Energy Reviews*, vol. 105, pp. 157–167, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.050>.
- [72] P. Rao, M. L. Crow, and Z. Yang, “STATCOM control for power system voltage control applications,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, no. 4, pp. 1311–1317, 2000, doi: [10.1109/61.891520](https://doi.org/10.1109/61.891520).
- [73] R. M. M. Pereira, A. J. C. Pereira, C. M. M. Ferreira, and F. P. M. Barbosa, “STATCOM to improve the voltage stability of an electric power system with high penetration of wind generation,” *Proceedings - 2016 51st International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2016*, vol. 2017-January, pp. 1–5, Jul. 2016, doi: [10.1109/UPEC.2016.8114142](https://doi.org/10.1109/UPEC.2016.8114142).
- [74] G. Strbac, “Demand side management: Benefits and challenges,” *Energy Policy*, vol. 36, no. 12, pp. 4419–4426, 2008, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.030>.
- [75] B. Ratering-Schnitzler, R. Harke, M. Schroeder, T. Stephanblome, and U. Kriegler, “Voltage quality and reliability from electrical energy-storage systems,” *Journal of Power Sources*, vol. 67, no. 1, pp. 173–177, 1997, doi: [https://doi.org/10.1016/S0378-7753\(97\)02510-X](https://doi.org/10.1016/S0378-7753(97)02510-X).
- [76] Y. Kifle, B. Khan, and P. Singh, “Assessment and enhancement of distribution system reliability by renewable energy sources and energy storage,” *Journal of Green Engineering*, vol. 8, no. 3, pp. 219–262, 2018.
- [77] S. I. Al-Majed, “Secondary voltage control: enhancing power system voltage profile,” *PECon 2008 - 2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference*, no. PECon 08, pp. 1218–1221, 2008, doi: [10.1109/PECON.2008.4762660](https://doi.org/10.1109/PECON.2008.4762660).
- [78] R. A. Ufa, Y. Y. Malkova, V. E. Rudnik, M. v Andreev, and V. A. Borisov, “A review on distributed generation impacts on electric power system,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 47, pp. 20347–20361, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.04.142>.
- [79] G. Antonova, M. Nardi, A. Scott, and M. Pesin, “Distributed generation and its impact on power grids and microgrids protection,” in *2012 65th annual conference for protective relay engineers*, 2012, pp. 152–161.
- [80] M. Begovic, A. Pregelj, A. Rohatgi, and D. Novosel, “Impact of renewable distributed generation on power systems,” in *Proceedings of the 34th Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, 2001, vol. 1, pp. 654–663.
- [81] B. Hussain, S. M. Sharkh, and S. Hussain, “Impact studies of distributed generation on power quality and protection setup of an existing distribution network,” in *SPEEDAM 2010*, 2010, pp. 1243–1246.
- [82] M. Katsanevakis, R. A. Stewart, and L. Junwei, “A novel voltage stability and quality index demonstrated on a low voltage distribution network with multifunctional energy storage systems,” *Electric Power Systems Research*, vol. 171, pp. 264–282, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.01.043>.
- [83] W. Muyullema, “Análisis de la regulación 004/01 referida al nivel de voltaje como parte de la calidad del servicio eléctrico,” *ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL*, 2004.
- [84] D. Montenegro, M. Hernandez, and G. A. Ramos, “Real time OpenDSS

- framework for distribution systems simulation and analysis,” in *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, 2012, pp. 1–5.
- [85] R. Marques, H. Eichkoff, and A. de Mello, “Analysis of the distribution network reconfiguration using the OpenDSS® software,” *SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium*, pp. 1–6, Jun. 2018, doi: 10.1109/SBSE.2018.8395703.
- [86] V. Rigoni and A. Keane, “Open-DSOPF: An open-source optimal power flow formulation integrated with OpenDSS,” in *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2020, pp. 1–5.
- [87] J. Scaramutti, R. Dias, C. D. Arrojo, and H. A. Nastta, “Herramienta computacional de código abierto para el cálculo de parámetros eléctricos de líneas con énfasis en líneas de distribución eléctrica,” 2015.

MEJORA DEL PERFIL DEL VOLTAJE EN MICRORREDES USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE EL SOFTWARE OPEN DSS

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA			
				índice de calidad de voltaje	Redes de distribución	Generación distribuida	Flujos de potencia desbalanceados	Escenarios de demanda	Implementación de la red de distribución tipo	Modelación de la generación distribuida	Evaluación de las variables eléctricas asociadas	Modelación de la red desequilibrada	Restricciones operativas de la red	Variación de la demanda en función a la curva de carga	Modelamiento de la Generación Distribuida	Entrega de potencia de la red	Modelamiento de la red de distribución desbalanceada	Determinación de los parámetros de la red	Establecimiento de las variables para la generación distribuida	Evaluación técnica de las variables eléctricas	Aporte de la red para satisfacer la demanda	Pérdidas	Índices de calidad del nivel de voltaje
16	2018	Enhancement of voltage profile by incorporation of SVC in power system networks by using optimal load flow method in MATLAB/Simulink environments	45		☒									☒			☒		☒				
17	2017	Research on the Evaluation System of Distribution Network Development and Management	1	☒						☒													☒
18	1994	Application of fuzzy sets to optimal reactive power planning with security constraints	93				☒			☒	☒	☒											
19	2012	A range arithmetic-based optimization model for power flow analysis under interval uncertainty	115											☒									☒
20	2005	Application of a Monte Carlo simulation method for predicting voltage regulation on low-voltage networks	13						☒					☒		☒							
21	2012	Scenario-based multiobjective volt/var control in distribution networks including renewable energy sources	230		☒			☒		☒								☒	☒				
22	2006	A robust optimization approach to inventory theory	710																			☒	
23	2022	Sensibility Analysis with Genetic Algorithm to Allocate Distributed Generation and Capacitor Banks in Unbalanced Distribution Systems	0							☒	☒		☒										
24	2019	Simultaneous load leveling and voltage profile improvement in distribution networks by optimal battery storage planning	57						☒							☒							☒
25	2014	A new improved adaptive imperialist competitive algorithm to solve the reconfiguration problem of distribution systems for loss reduction and voltage profile improvement	126	☒	☒			☒							☒				☒	☒			
26	2014	A new power system reconfiguration scheme for power loss minimization and voltage profile enhancement using fireworks algorithm	288				☒		☒			☒											
27	2014	Optimal PV inverter reactive power control and real power curtailment to improve performance of unbalanced four-wire LV distribution networks	280								☒												
28	2014	An approach to quantify the technical benefits of distributed generation	1007								☒												

MEJORA DEL PERFIL DEL VOLTAJE EN MICRORREDES USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE EL SOFTWARE OPEN DSS

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA				
				índice de calidad de voltaje	Redes de distribución	Generación distribuida	Flujos de potencia desbalanceados	Escenarios de demanda	Implementación de la red de distribución tipo	Modelación de la generación distribuida	Evaluación de las variables eléctricas asociadas	Modelación de la red desequilibrada	Restricciones operativas de la red	Variación de la demanda en función a la curva de carga	Modelamiento de la Generación Distribuida	Entrega de potencia de la red	Modelamiento de la red de distribución desbalanceada	Determinación de los parámetros de la red	Establecimiento de las variables para la generación distribuida	Evaluación técnica de las variables eléctricas	Aporte de la red para satisfacer la demanda	Pérdidas	Índices de calidad del nivel de voltaje
29	2010	Distribution planning with reliability options for distributed generation	64					☒	☒				☒				☒						☒
30	2015	Optimisation of electric distribution systems: A review	82		☒																☒		
31	2019	A review on economic and technical operation of active distribution systems	45			☒				☒	☒												
32	1995	Sistemas de distribución de energía eléctrica	32									☒			☒			☒			☒		☒
33	2014	Electrical Distribution System	100											☒								☒	
34	2020	Formulation of three-phase state estimation problem using a virtual reference	5				☒		☒														
35	2005	Capacitor placement in three-phase distribution systems with nonlinear and unbalanced loads	69	☒								☒										☒	
36	2022	Limiting current and voltage unbalances in distribution systems: A metaheuristic-based decision support system	0									☒											☒
37	2022	Data-driven distributionally robust unbalanced operation of distribution networks with high penetration of photovoltaic generation and electric vehicles	0	☒			☒					☒									☒		
38	2013	Optimal reconfiguration and capacitor allocation in unbalanced distribution network considering power quality issues	15							☒		☒						☒					
39	2022	Modeling and open source implementation of balanced and unbalanced harmonic analysis in radial distribution networks	0			☒		☒						☒									
40	2005	Review of the distributed generation concept: Attempt of unification	63	☒		☒	☒								☒			☒		☒			
41	2001	Distributed generation: a definition	3795			☒				☒						☒	☒						☒
42	2005	Distributed generation: definition, benefits and issues	2287		☒																		

MEJORA DEL PERFIL DEL VOLTAJE EN MICRORREDES USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE EL SOFTWARE OPEN DSS

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA			
				índice de calidad de voltaje	Redes de distribución	Generación distribuida	Flujos de potencia desbalanceados	Escenarios de demanda	Implementación de la red de distribución tipo	Modelación de la generación distribuida	Evaluación de las variables eléctricas asociadas	Modelación de la red desequilibrada	Restricciones operativas de la red	Variación de la demanda en función a la curva de carga	Modelamiento de la Generación Distribuida	Entrega de potencia de la red	Modelamiento de la red de distribución desbalanceada	Determinación de los parámetros de la red	Establecimiento de las variables para la generación distribuida	Evaluación técnica de las variables eléctricas	Aporte de la red para satisfacer la demanda	Pérdidas	Índices de calidad del nivel de voltaje
43	2005	Definitions for distributed generation: a revision	40			☒																	
44	2016	Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review	304		☒		☒			☒					☒							☒	
45	2017	Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: A review	142	☒					☒							☒			☒				
46	2005	Benefit of distributed generation: A line loss reduction analysis	396		☒				☒						☒	☒						☒	
47	2016	Distributed generation: Challenges and possible solutions	334			☒					☒					☒				☒			
48	2010	Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks	789			☒			☒														
49	2020	Optimal scheduling of a renewable based microgrid considering photovoltaic system and battery energy storage under uncertainty	138	☒				☒														☒	☒
50	2016	III Designing an Energy Information System for Microgrid Operation	19			☒	☒															☒	☒
51	2017	Energy Management System For Microgrid With Power Quality Improvement	18																				☒
52	2016	Microgrid: Architecture, policy and future trends	196					☒	☒			☒				☒					☒		
53	2009	Distributed multi-generation: A comprehensive view	823	☒					☒					☒									☒
54	2017	Distributed Generation: Towards an effective contribution to power system security	18			☒															☒		
55	2020	Optimal network reconfiguration for power loss minimization and voltage profile enhancement in distribution systems	38			☒																☒	☒
56	2022	Intelligent fuzzy-based controllers for voltage stability enhancement of AC-DC micro-grid with D-STATCOM	5				☒			☒							☒	☒					
57	2014	A new power system reconfiguration scheme for power loss minimization and voltage profile enhancement using Fireworks Algorithm	288								☒										☒		☒

MEJORA DEL PERFIL DEL VOLTAJE EN MICRORREDES USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE EL SOFTWARE OPEN DSS

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA							
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	índice de calidad de voltaje	Redes de distribución	Generación distribuida	Flujos de potencia desbalanceados	Escenarios de demanda	Implementación de la red de distribución tipo	Modelación de la generación distribuida	Evaluación de las variables eléctricas asociadas	Modelación de la red desequilibrada	Restricciones operativas de la red	Variación de la demanda en función a la curva de carga	Modelamiento de la Generación Distribuida	Entrega de potencia de la red	Modelamiento de la red de distribución desbalanceada	Determinación de los parámetros de la red	Establecimiento de las variables para la generación distribuida	Evaluación técnica de las variables eléctricas	Aporte de la red para satisfacer la demanda	Pérdidas	Índices de calidad del nivel de voltaje	Aporte de la generación distribuida para satisfacer la demanda	
58	2021	Mejoramiento de los perfiles de voltaje en sistemas de distribución mediante óptima ubicación de reguladores de tensión con cambiadores de derivación usando búsqueda exhaustiva	0		☒												☒							☒	
59	2004	An approach to quantify the technical benefits of distributed generation	1008	☒			☒		☒																
60	2007	Business models for distributed generation in a liberalized market environment	180	☒	☒				☒																
61	2019	Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review	147												☒		☒								☒
62	2000	STATCOM control for power system voltage control applications	629				☒															☒			
63	2016	STATCOM to improve the voltage stability of an electric power system with high penetration of wind generation	10		☒					☒		☒								☒					
64	2008	Demand side management: Benefits and challenges	2039	☒				☒									☒								
65	1997	Voltage quality and reliability from electrical energy-storage systems	5				☒												☒						
66	2018	Assessment and enhancement of distribution system reliability by renewable energy sources and energy storage	43	☒				☒				☒			☒								☒		
67	2008	Secondary voltage control: enhancing power system voltage profile	15																						
68	2022	A review on distributed generation impacts on electric power system	0	☒			☒																☒		☒
69	2012	Distributed generation and its impact on power grids and microgrids protection	91						☒		☒								☒						
70	2001	Impact of renewable distributed generation on power systems	193			☒		☒								☒									
71	2010	Impact studies of distributed generation on power quality and protection setup of an existing distribution network	78	☒											☒				☒		☒				
72	2019	A novel voltage stability and quality index demonstrated on a low voltage distribution network with multifunctional energy storage systems	26			☒		☒		☒							☒	☒							☒

MEJORA DEL PERFIL DEL VOLTAJE EN MICRORREDES USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE EL SOFTWARE OPEN DSS

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA				
				índice de calidad de voltaje	Redes de distribución	Generación distribuida	Flujos de potencia desbalanceados	Escenarios de demanda	Implementación de la red de distribución tipo	Modelación de la generación distribuida	Evaluación de las variables eléctricas asociadas	Modelación de la red desequilibrada	Restricciones operativas de la red	Variación de la demanda en función a la curva de carga	Modelamiento de la Generación Distribuida	Entrega de potencia de la red	Modelamiento de la red de distribución desbalanceada	Determinación de los parámetros de la red	Establecimiento de las variables para la generación distribuida	Evaluación técnica de las variables eléctricas	Aporte de la red para satisfacer la demanda	Pérdidas	Índices de calidad del nivel de voltaje	Aporte de la generación distribuida para satisfacer la demanda
73	2004	Análisis de la regulación 004/01 referida al nivel de voltaje como parte de la calidad del servicio eléctrico	0	☒																				
74	2012	Real time OpenDSS framework for distribution systems simulation and analysis	94		☒																			
75	2018	Analysis of the distribution network reconfiguration using the OpenDSS® software	5	☒			☒			☒			☒			☒						☒	☒	
76	2020	Open-DSOPF: An open-source optimal power flow formulation integrated with OpenDSS	11		☒												☒	☒	☒					
77	2015	Herramienta computacional de código abierto para el cálculo de parámetros eléctricos de líneas con énfasis en líneas de distribución eléctrica	0					☒						☒								☒		
CANTIDAD:				20	13	17	13	11	12	14	10	16	8	8	5	12	5	15	16	11	16	10	14	19

7.2 Resumen de Indicadores

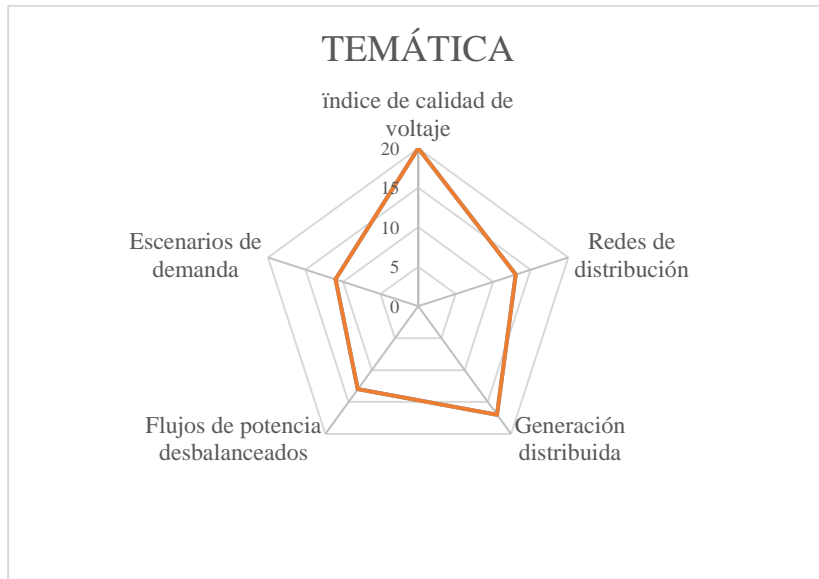


Figura 34. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

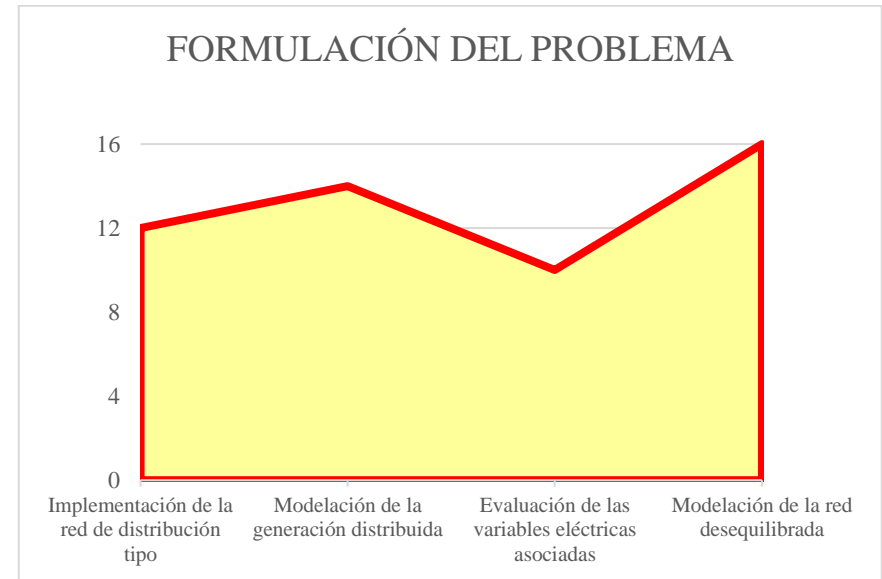


Figura 35. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

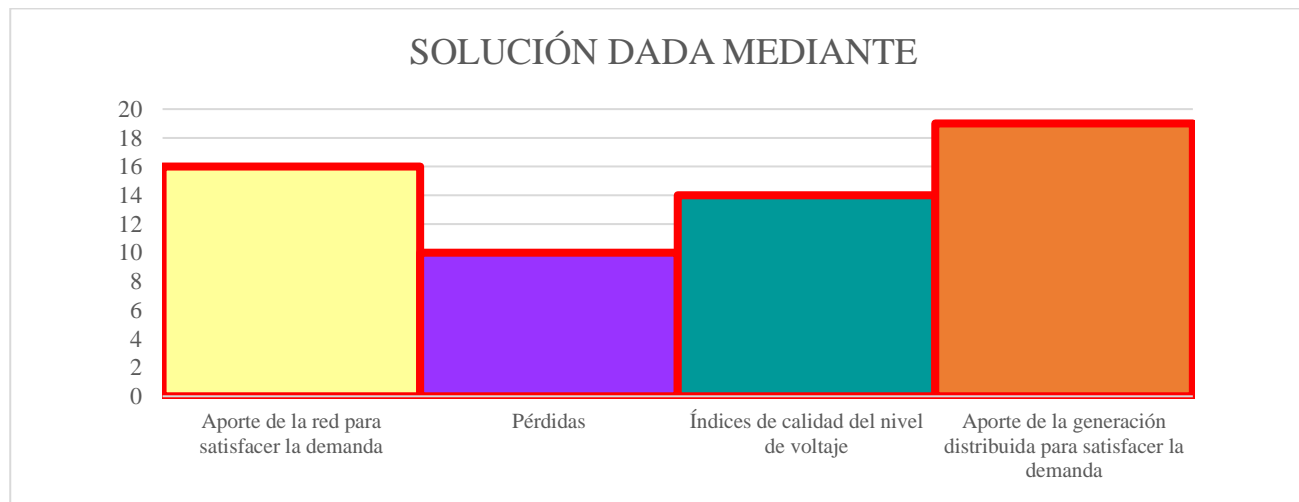


Figura 36. Indicador de solución - Estado del arte.

8 Anexo

Código fuente

A. Menú principal

```
//-----//  
// Universidad Politecnica Salesiana  
// Autor: Michael Ron  
//-----//  
// Modelamiento de la red IEEE 13 barras  
//-----//
```

Clear

```
//-----//  
// Archivos que describen el circuito
```

```
Redirect subestacion.dss  
Redirect linecodes.dss  
Redirect lines.dss  
Redirect loadshape.dss  
Redirect loads.dss  
Redirect capacitors.dss  
Redirect transformer_sub.dss  
Redirect transformer.dss  
Redirect switches.dss  
Redirect wind_power.dss  
Redirect wind_control.dss  
Redirect solve_daily.dss
```

B. Subrutinas

Subestacion.dss

```
// Datos del circuito  
New Circuit.IEEE13BARRAS  
~ basekv=115 pu=1.0 phases=3 bus1=SourceBus  
~ Angle=30  
~ MVAsc3=1000000000 MVAsc1=1000000000  
AddBusMarker Bus=SourceBus Code=36 color=Red size=2
```

Linecodes.dss

```
// Datos de los arreglos  
  
// 601  
New linecode.601 nphases=3 BaseFreq=60  
~ rmatrix = (0.2153 | 0.0969 0.2097 | 0.0982 0.0954 0.2121)  
~ xmatrix = (0.6325 | 0.3117 0.6511 | 0.2632 0.2392 0.6430)  
~ cmatrix = (10.3833 | -3.2894 9.8228 | -2.0759 -1.2225 9.2936)  
~ units=km  
// 602  
New linecode.602 nphases=3 BaseFreq=60  
~ rmatrix = (0.4676 | 0.0982 0.4645 | 0.0969 0.0954 0.4621 )  
~ xmatrix = (0.7341 | 0.2632 0.7446 | 0.3117 0.2392 0.7526 )  
~ cmatrix = (9.3931 | -1.7828 8.5369 | -2.7862 -1.0859 8.9508)  
~ units=km
```

```

// 603
New linecode.603 nphases=2 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.8261 | 0.1284 0.8226)
~ xmatrix = (0.8370 | 0.2853 0.8431)
~ cmatrix = (7.7626 | -1.4833 7.6902)
~ units=km
// 604
New linecode.604 nphases=2 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.8226 | 0.1284 0.8261)
~ xmatrix = (0.8431 | 0.2853 0.8370)
~ cmatrix = (7.6902 | -1.4833 7.7626)
~ units=km
// 605
New linecode.605 nphases=1 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.8259)
~ xmatrix = (0.8373)
~ cmatrix = (7.4488)
~ units=km
// 606
New linecode.606 nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.4960 | 0.1883 0.4903 | 0.1770 0.1983 0.4898)
~ xmatrix = (0.2773 | 0.0204 0.2511 | -0.0089 0.0204 0.2773)
~ cmatrix = (159.6994 | 0 159.6994 | 0 0 159.6994)
~ units=km
// 607
New linecode.607 nphases=1 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.8242)
~ xmatrix = (0.3184)
~ cmatrix = (146.6753)
~ units=km

```

Lines.dss

//Datos de las lineas

//Observacion: La barra 670 se coloca para representar el equivalente de la carga distribuida.

```

New Line.650632 Phases=3 Bus1=Reg.1.2.3 Bus2=632.1.2.3 LineCode=601 Length=2000 units=ft
New Line.632670 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=670.1.2.3 LineCode=601 Length=667 units=ft
New Line.670671 Phases=3 Bus1=670.1.2.3 Bus2=671.1.2.3 LineCode=601 Length=1333 units=ft
New Line.671680 Phases=3 Bus1=671.1.2.3 Bus2=680.1.2.3 LineCode=601 Length=1000 units=ft
New Line.632633 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=633.1.2.3 LineCode=602 Length=500 units=ft
New Line.632645 Phases=2 Bus1=632.3.2 Bus2=645.3.2 LineCode=603 Length=500 units=ft
New Line.645646 Phases=2 Bus1=645.3.2 Bus2=646.3.2 LineCode=603 Length=300 units=ft
New Line.692675 Phases=3 Bus1=692.1.2.3 Bus2=675.1.2.3 LineCode=606 Length=500 units=ft
New Line.671684 Phases=2 Bus1=671.1.3 Bus2=684.1.3 LineCode=604 Length=300 units=ft
New Line.684611 Phases=1 Bus1=684.3 Bus2=611.3 LineCode=605 Length=300 units=ft
New Line.684652 Phases=1 Bus1=684.1 Bus2=652.1 LineCode=607 Length=800 units=ft

```

Loadshape.dss

//Curvas de carga

```

New Loadshape.1 npts=24 interval=1 mult=(0.18000001 0.19000000 0.23999999 0.33000001 0.38999999
0.41000000 0.64999998 1.23000002 1.88999999 1.88999999 1.96000004 1.98000002 1.45000005 1.62000000
1.88999999 1.79999995 1.78999996 1.19000006 0.80000001 0.66000003 0.51999998 0.40000001 0.28000000
0.23000000) ! código=Industrial 5001-10000 kWh
!mult=(File=LoadShape1.csv)
New Loadshape.2 npts=24 interval=1 mult=(0.69000000 0.50999999 0.44999999 0.41999999 0.55000001
0.85000002 1.01999998 0.80000001 0.89999998 0.91000003 1.02999997 1.03999996 1.11000001 0.98000002
0.94000000 0.94000000 1.02999997 1.26999998 1.51999998 1.59000003 1.75999999 1.50999999 1.29999995
0.89999998) ! código=Residencial 101-220 kWh
!mult=(File=LoadShape2.csv)

```

Loads.dss

```
// Datos de la Carga
New Load.671 Bus1=671.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=1 daily=1 kV=4.16 kW=1155 kvar=660
New Load.634a Bus1=634.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=0.277 kW=160 kvar=110
New Load.634b Bus1=634.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=0.277 kW=120 kvar=90
New Load.634c Bus1=634.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=0.277 kW=120 kvar=90
New Load.645 Bus1=645.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=170 kvar=125
New Load.646 Bus1=646.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 daily=2 kV=4.16 kW=230 kvar=132
New Load.692 Bus1=692.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=5 daily=2 kV=4.16 kW=170 kvar=151
New Load.675a Bus1=675.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=485 kvar=190
New Load.675b Bus1=675.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=68 kvar=60
New Load.675c Bus1=675.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=290 kvar=212
New Load.611 Bus1=611.3 Phases=1 Conn=Wye Model=5 daily=2 kV=2.4 kW=170 kvar=80
New Load.652 Bus1=652.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2 daily=2 kV=2.4 kW=128 kvar=86
New Load.670a Bus1=670.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=17 kvar=10
New Load.670b Bus1=670.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=66 kvar=38
New Load.670c Bus1=670.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=117 kvar=68
```

Capacitors.dss

```
// Datos de los capacitores.
New Capacitor.Cap1 Bus1=675 phases=3 kvar=600 kV=4.16
New Capacitor.Cap2 Bus1=611.3 phases=1 kvar=100 kV=2.4
```

Transformer_sub.dss

```
// Datos del transformador de la Subestación
//Nota: El voltaje a la salida de este transformador en la publicación IEEE es igual a 1 pu.
//Por lo tanto, para la simulación, la impedancia del transformador se considera muy pequeña//
New Transformer.Subestacion phases=3 windings=2 xhl=0.0001
~ wdg=1 bus=SourceBus conn=delta kV=115 kVA=5000 %r=0.0000005
~ wdg=2 bus=650 conn=wye kV=4.16 kVA=5000 %r=0.0000005
```

Transformer.dss

```
// Datos del transformador.
New Transformer.XFM1 phases=3 windings=2 xhl=2
~ wdg=1 bus=633 conn=wye kV=4.16 kva=500 %r=.55
~ wdg=2 bus=634 conn=wye kV=0.480 kva=500 %r=.55
```

Switches.dss

```
New Line.671692 Phases=3 Bus1=671 Bus2=692 Switch=y
```

Wind_power.dss

```
new LoadShape.3 npts=24 interval=1 mult=(File=LoadShape3.csv)
! Datos originales - Caso 2 - Esc 2
!new generator.WIND bus1=trafo_wind kv=0.69 kw=750 kva=1000 daily=3 model=6
!~ usermode=indmach012a userdata=(Rs=0.00046, Xs=0.1202, Rr=0.10993, Xr=0.18084, Xm=6.84)
!New Transformer.wind_up phases=3 xhl=5.750000
!~ wdg=1 bus=trafo_wind kV=0.69 kVA=750.000000 conn=wye
!~ wdg=2 bus=680 kV=4.16 kVA=750.000000 conn=wye
```

```
// Datos do regulador.
```

```
//Fase A
```

```
New Transformer.wind_upA phases=1 xhl=0.01
~ wdg=1 bus=trafo_wind.1 kV=0.39837 kva=350
~ wdg=2 bus=680.1 kV=2.4017 kva=300
!New regcontrol.wind_upA transformer=wind_upA
!~ winding=1 vreg=122 band=2 ptratio=3.26
```

```
//Fase B
```

```
New Transformer.wind_upB phases=1 xhl=0.01
~ wdg=1 bus=trafo_wind.2 kV=0.39837 kva=350
~ wdg=2 bus=680.2 kV=2.4017 kva=300
!New regcontrol.wind_upB transformer=wind_upB
!~ winding=1 vreg=122 band=2 ptratio=3.26
```

```
//Fase C
```

```
New Transformer.wind_upC phases=1 xhl=0.01
~ wdg=1 bus=trafo_wind.3 kV=0.39837 kva=350
~ wdg=2 bus=680.3 kV=2.4017 kva=300
!New regcontrol.wind_upC transformer=wind_upC
```


Wind_control.dss

New capacitor.Capacitor1 bus1=trafo_wind phases=3 kvar=350 kv=0.69 numsteps=24

New capcontrol.Capacitor1 element=transformer.wind_up 1 capacitor=Capacitor1 type=kvar ptratio=1 ctratio=1
~ onsetting=20 offsetting=-20 delay=1200 deadtime=1200

solve_daily.dss

// Comandos para solución diaria

solve maxcontrol=100

set controlmode=static

set mode=daily stepsize=1.0h number=24

Wind_control.dss

New capacitor.Capacitor1 bus1=trafo_wind phases=3 kvar=350 kv=0.69 numsteps=24

New capcontrol.Capacitor1 element=transformer.wind_up 1 capacitor=Capacitor1 type=kvar ptratio=1 ctratio=1
~ onsetting=20 offsetting=-20 delay=1200 deadtime=1200

solve_daily.dss

// Comandos para solución diaria

solve maxcontrol=100

set controlmode=static

set mode=daily stepsize=1.0h number=24