

OPTIMIZACIÓN MULTICRITERIO DE FLUJOS DE POTENCIA REACTIVA EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

ALEXANDER AGUILA TÉLLEZ

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍAS
DOCTORADO EN INGENIERÍA
MEDELLÍN
2021

OPTIMIZACIÓN MULTICRITERIO DE FLUJOS DE POTENCIA REACTIVA EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

I.E. MSc. ALEXANDER AGUILA TÉLLEZ

Trabajo de grado para optar al título de Doctor en Ingeniería

Director
Gabriel Jaime López Jiménez
Doctor en Ingeniería

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍAS
DOCTORADO EN INGENIERÍA
MEDELLÍN
2021

Nota de aceptación

Firma

Nombre:

Presidente del Jurado

Firma

Nombre: Javier Darío Fernández Ledesma

Jurado

Firma

Nombre: Diego Alejandro Muñoz Durango

Jurado

Firma

Santiago Horacio Hoyos Velásquez

Jurado

Medellín, abril, 2021

DECLARACIÓN DE ORIGINALIDAD

“Declaro que esta tesis (o trabajo de grado) no ha sido presentada para optar a un título, ya sea en igual forma o con variaciones, en esta o cualquier otra universidad”. Art. 92 Régimen Discente de Formación Avanzada, Universidad Pontificia Bolivariana.

Firma Autor:



DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada a mis padres por confiar en mí desde el principio, incluso cuando la meta no se veía en el horizonte y el camino estaba lleno de incertidumbre. A mis dos hijitos, deseando que este humilde esfuerzo les sirva de ejemplo y los inspire a luchar por sus sueños. A mi esposa, por ser mi mejor amiga y la única persona que, sin importar los sacrificios, los desvelos y las dificultades, ha permanecido firme a mi lado, sin flaquear ni dejar de creer en mí. A ti, mi amor, te regalo el milagro de la pequeña semilla convertida en flor...

AGRADECIMIENTOS

Por el apoyo brindado durante este tiempo de estudios, agradezco infinitamente a la Universidad Politécnica Salesiana. Por todo el profesionalismo de los docentes que me acompañaron durante todo el proceso agradezco a la Universidad Pontificia Bolivariana, y por la guía y el conocimiento transmitido agradezco al comité tutorial de Transmisión y Distribución de la UPB. Gracias a los doctores Gabriel López, Idi Isaac y Jorge González por su dedicación y su apoyo incondicional. Gracias a mi esposa y a mis hijos por inspirarme y por confiar en mí siempre. Gracias a mi padre por despertar en mí la curiosidad, el interés y el amor hacia mi profesión. Gracias a mi madre por acompañarme en cada escalón a pesar de la distancia. Gracias a todos por hacerme crecer cada día y recordarme que cada pequeño sacrificio ha valido la pena.

CONTENIDOS

DECLARACIÓN DE ORIGINALIDAD	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
CONTENIDOS	iv
LISTA DE FIGURAS	vi
LISTA DE TABLAS	ix
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	x
RESUMEN.....	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1	7
VIGILANCIA TECNOLÓGICA.....	7
CAPÍTULO 2.....	12
VARIABLES QUE INTERVIENEN EN LA EFICIENCIA Y CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA.....	12
I. Análisis de las principales variables que intervienen en el problema de compensación de reactivo en redes de distribución.	12
II. Demostración del conflicto entre variables en los problemas de compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos de distribución.	17
III. Análisis de cargas eléctricas en distribución.	25
IV. Resonancia Eléctrica (Efecto de la compensación de reactivos con capacitores en presencia de cargas no lineales).	31
V. Efecto de los armónicos sobre el factor de potencia.....	33
CAPÍTULO 3 METODOLOGÍA.....	36
MODELO MATEMÁTICO.....	36
I. Planteamiento Matemático:	36
II. Análisis de las funciones objetivos (Criterios):	38

III. Análisis de los flujos de Potencia	48
CAPÍTULO 4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.	54
CASOS DE ESTUDIO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.	54
I. Análisis de los resultados	58
II. Análisis de los resultados en demanda mínima.....	70
III. Análisis de los resultados en un escenario de optimización que no considera el THD como criterio de decisión.....	75
IV. Análisis de los resultados en escenarios de optimización mono objetivos. 80	
V. Resultados adicionales en diferentes casos de estudios.	81
CONCLUSIONES	83
PUBLICACIONES Y PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN	85
TRABAJOS FUTUROS	89
REFERENCIAS	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Representación gráfica del problema científico para la compensación de potencia reactiva en redes de distribución con recursos distribuidos.	3
Figura 2: Etapas de la vigilancia tecnológica.	7
Figura 3: Representación gráfica de los tratamientos temáticos para la compensación de potencia reactiva en redes de distribución.	8
Figura 4: Representación gráfica de las formulaciones de los problemas para la compensación de potencia reactiva en redes de distribución.	9
Figura 5: Representación gráfica de las técnicas matemáticas empleadas por los autores para la compensación de potencia reactiva en redes de distribución.	9
Figura 6. Sistema de prueba IEEE de 30 barras.	19
Figura 7: Caso 1: Óptima selección y ubicación de banco de capacitores para minimización de pérdidas de potencia.	20
Figura 8: Caso 2: Óptima selección y ubicación de banco de capacitores para mejoramiento de los perfiles de voltaje.	21
Figura 9: Representación gráfica de la disminución del factor de potencia por compensación únicamente de potencia activa.	22
Figura 10. Esquema de distribución de los flujos de potencia activa y reactiva en una red con generación distribuida solar fotovoltaica.	23
Figura 11: Afectación del factor de potencia con la reducción de la potencia activa entregada por la red, considerando la disminución de las pérdidas de potencia reactiva.	24
Figura 12: Afectación del factor de potencia considerando distintos pasos de reducción de la potencia activa entregada por la red debido a la incorporación de generación fotovoltaica.	25
Figura 13. Pérdidas de potencia activa en transformadores monofásicos con capacidades desde 15 kVA hasta 333 kVA en función del índice de carga.	28
Figura 14. Característica Impedancia – Frecuencia	33
Figura 15. Efecto de la potencia de distorsión armónica.	34
Figura 16. Análisis del factor de potencia en presencia de distorsión armónica.	35
Figura 17: Representación gráfica del modelo de optimización para múltiples funciones objetivos (criterios).	37

Figura 18. Configuración esquemática del SVC.....	42
Figura 19. Diagrama de flujo para el algoritmo de búsqueda Exhaustiva en el problema de compensación de potencias reactivas.....	46
Figura 20. Flujo de potencia mediante Newton Raphson.	52
Figura 21. Microrred híbrida de 15 barras.	55
Figura 22. Curva de demanda de la Microrred de estudio	58
Figura 23. Criterios normalizados para escenarios de compensación de potencia reactiva.	59
Figura 24. Sumas ponderadas para cada escenario de compensación de potencia reactiva.	60
Figura 25. Perfil de voltaje en máxima demanda, (a) caso de estudio base y (b) caso de estudio compensado.	62
Figura 26. Balance de potencias activas, (a) caso de estudio base y (b) caso de estudio compensado.	63
Figura 27. Balance de potencia reactiva en el escenario de máxima demanda, (a) caso de estudio base y (b) caso de estudio compensado, en (c) se muestra el perfil de voltaje para el caso base y para el caso compensado.	65
Figura 28. Pérdidas de potencia activa por las líneas en máxima demanda, (a) caso de estudio base y (b) caso de estudio compensado.	66
Figura 29. Factor de potencia en máxima demanda, (a) caso de estudio base y (b) caso de estudio compensado.	68
Figura 30. THD por barra en máxima demanda, (a) caso de estudio base y (b) caso de estudio compensado.	69
Figura 31. Perfil de voltajes en el escenario de mínima demanda.	71
Figura 32. Balance de potencias para el escenario de mínima demanda.	72
Figura 33. Balance de potencias reactivas en el escenario de mínima demanda. Magnitudes de voltaje y ángulos.....	72
Figura 34. Pérdidas por líneas para el escenario de mínima demanda.....	73
Figura 35. Factor de potencia por barras para el escenario de mínima demanda.	74
Figura 36. THD de voltaje por barras para el escenario de mínima demanda. ...	74

Figura 37. Forma de onda del voltaje en la barra 10 para el escenario compensado en mínima demanda.	75
Figura 38. Sumas ponderadas para cada escenario de compensación de potencia reactiva sin considerar el THD de voltaje como criterio objetivo. Resultado no coherente.	76
Figura 39. (a) THD por barra en máxima demanda con compensación en barra 9 y (b) Desviación máxima de voltaje con compensación en barra 9 sin considerar el THD como criterio objetivo.	77
Figura 40. Comparación de la forma de onda de voltaje en estado estable, a) (superior) Forma de onda de voltaje para compensación de 50 kvar en la barra 9, b) (inferior) Forma de onda de voltaje para compensación de 650 kvar en la barra 10.	78

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Revisión bibliográfica	11
Tabla 2. Datos de transformadores monofásicos de 15 kVA a 333 kVA.	27
Tabla 3. Algoritmo de búsqueda exhaustiva mejorado para solución de capacidad nominal óptima para un determinado estado de carga.	30
Tabla 4. Relación de los índices de carga límite con respecto a los diferentes índices de carga en transformadores existentes.	30
Tabla 5. Variables del Algoritmo de Búsqueda Exhaustiva.....	45
Tabla 6. Algoritmo de Búsqueda Exhaustiva (Fuerza Bruta) aplicado a la simulación de los flujos de potencia.	46
Tabla 7. Variables del Algoritmo de Decisión Multicriterio.....	47
Tabla 8. Algoritmo de Decisión Multicriterio.....	47
Tabla 9. Datos de carga de la Microrred Híbrida de 15 barras.	55
Tabla 10. Datos de Líneas de la Microrred Híbrida de 15 barras.	56
Tabla 11. Datos de transformadores de la Microrred Híbrida de 15 barras.	56
Tabla 12. Resultados del flujo de potencia para el caso base de la Microrred Híbrida de 15 barras en demanda máxima.	56
Tabla 13. Resultados del flujo de potencia para el caso base de la Microrred Híbrida de 15 barras en demanda mínima.	57
Tabla 14. Resultados de los criterios con compensación discretizada en barra 10.	61
Tabla 15. Voltaje por barra para el caso de estudio	63
Tabla 16. Balance de potencias por barras	64
Tabla 17. Balance de potencias reactivas.	65
Tabla 18. Pérdidas de potencia activa (kw) para cada línea del sistema en caso base y caso compensado.....	67
Tabla 19. Factor de potencia por cada barra del sistema de estudio.	68
Tabla 20. THD de voltaje medido en cada barra del sistema de estudio.	70
Tabla 21. Resultados para la compensación por cada función objetivo.....	81

GLOSARIO DE TÉRMINOS

A

ANÁLISIS MULTICRITERIO: Procedimiento para cuantificar juicios u opiniones sobre la importancia relativa de cada uno de los criterios en una toma de decisión.

C

CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO: Es un conjunto de límites eléctricos que permite que un equipo eléctrico funcione de la manera que está prevista sin que sufra una pérdida significativa de rendimiento o de vida útil.

CONDENSADOR ELÉCTRICO: Un condensador eléctrico o capacitor es un dispositivo pasivo, utilizado en electricidad y electrónica, capaz de almacenar energía sustentando un campo eléctrico.

COMPENSADOR DE ENERGÍA REACTIVA: Dispositivo encargado de inyectar o consumir potencia reactiva en función del criterios de eficiencia o calidad de la potencia eléctrica.

D

DISTRIBUCIÓN: Es la etapa final del suministro de energía a los consumidores al por menor.

DEMANDA ELÉCTRICA: Es la velocidad a la cual la energía es entregada a las cargas y los puntos programados de generación, transmisión y distribución.

E

EFICIENCIA ENERGÉTICA: Hace referencia a los programas dirigidos a reducir la energía utilizada por determinados dispositivos de uso final, sin afectar al servicio prestado, logrando un mejor uso y aprovechamiento de la energía.

F

FACTOR DE POTENCIA: Relación entre la potencia activa y la potencia aparente. Da una medida de la capacidad de una carga de absorber potencia activa.

M

MICRORRED: Sistema eléctrico con generación bidireccional, que permite la distribución de energía con tecnología digital, favoreciendo la integración de las fuentes de generación renovables.

P

POTENCIA REACTIVA: Componente de la electricidad, presente en sistemas AC, pero que no produce trabajo alguno; sin embargo, es necesaria para el mantenimiento de campos magnéticos en transformadores y bobinas de motor.

S

REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES: Concepto de una red eléctrica con recursos distribuidos, análisis de datos digitales, comunicación bidireccional e interacción por parte del usuario final.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN: Es la parte de la transmisión de energía y las facultades del sistema eléctrico que están destinadas a la entrega de energía eléctrica al usuario final.

SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA: Sistema encargado de generar, transformar, transmitir y distribuir la energía eléctrica.

RESUMEN

El presente proyecto plantea un algoritmo multicriterio que permita optimizar los flujos de potencia reactiva en redes de distribución basado en la minimización de pérdidas de energía y en el mejoramiento de los perfiles de voltaje en sistemas eléctricos de distribución, elevando así la eficiencia energética y la calidad del servicio eléctrico.

En esta investigación se desarrolla una exhaustiva revisión bibliográfica sobre los métodos matemáticos empleados para la óptima selección y ubicación de elementos compensadores de potencia reactiva, se analizan los resultados obtenidos por diferentes autores para distintas funciones objetivos y se identifica un problema científico en el conflicto que muestran las variables eléctricas al ser analizadas individualmente, demostrándose así la necesidad de estudiar este problema con base en múltiples criterios y tomando en cuenta topologías de redes de distribución con generación distribuida y almacenamiento de energía. Con esta investigación se logra demostrar que la compensación de potencia reactiva en redes de distribución con recursos distribuidos es un problema que debe ser analizado desde múltiples criterios que consideren varias funciones objetivos a ser optimizadas, logrando así, una solución multiobjetivo que contemple la óptima ubicación y dimensionamiento de elementos compensadores de potencia reactiva que contribuyan al mejoramiento conjunto de los perfiles de tensión, minimización de pérdidas de potencia, mitigación de armónicos, aumento de la capacidad de la línea, estabilidad de tensión y mejoramiento del factor de potencia, todos ellos a un mínimo costo de inversión.

El método multicriterio propone una solución a este complejo problema que tiene múltiples objetivos que vienen determinados por medio de relaciones o funciones que ligan distintas variables y que a su vez pudieran entrar en conflicto al momento de asignar soluciones individuales a cada uno de los objetivos. El método multicriterio tiene aplicación en la toma de decisiones sobre soluciones que se pueden considerar eficientes individualmente y que necesitan de un análisis en conjunto enfocado a una perspectiva más real del problema.

El principal aporte de esta tesis de doctorado es el desarrollo de un algoritmo que permite optimizar los flujos de potencia reactiva en redes de distribución con recursos distribuidos, modelando y simulando su impacto e incidencia en todas las variables del

sistema eléctrico de distribución, considerando escenarios con recursos distribuidos y cargas desbalanceadas y no lineales que semejan la realidad de las actuales redes eléctricas de distribución.

En esta tesis doctoral se presenta una metodología para la óptima compensación de potencia reactiva en Microrredes Eléctricas usando un algoritmo de decisión multicriterio basado en métodos heurísticos. Se verificó la ubicación y el dimensionamiento óptimo de bancos de capacitores fijos en una microrred de 14 barras con funciones objetivos basadas en criterios de costos, eficiencia y calidad en condición de operación de máxima demanda y considerando además la restricción de las variables objetivo en escenarios de mínima demanda. La capacidad propuesta a instalar fue considerada como una variable discreta. La ubicación con capacidades reactivas discretizadas se simuló en los nodos candidatos con análisis del flujo de potencia en el caso de estudio, resultando un amplio espacio de soluciones que fue tratado mediante optimización multicriterio, utilizando técnicas de eliminación por dominancia y el método de la suma ponderada para la toma de decisiones. Las variables analizadas fueron: el costo, las desviaciones máxima y promedio del perfil de voltaje, el factor de potencia, las pérdidas totales en las líneas del sistema y el THD de voltaje. Todas estas variables fueron además verificadas en escenarios de mínima demanda. La solución propuesta brinda notables mejoras en las variables analizadas y verifica el desempeño óptimo de la técnica. En el análisis matemático se demuestra la necesidad de tratar el problema de compensación de reactivo mediante decisión multicriterio y la propuesta brinda una herramienta muy novedosa para el cálculo de ubicación y dimensionamiento de dispositivos compensadores de reactivo en sistemas de distribución y microrredes. La programación se encuentra en el entorno de Matlab con simulaciones programadas dentro de Simulink. El caso de estudio analizado es un sistema validado de Microrred con características muy interesantes y completas, del cual se conocen las variables que intervienen en este análisis, como aproximación a una Microrred de estudio muy real, sin embargo, el algoritmo logrado es totalmente genérico y aplicable a cualquier Sistema Eléctrico de Potencia sin importar el nivel de voltaje.

INTRODUCCIÓN

Las redes de distribución de energía eléctrica tienen como finalidad transportar la energía eléctrica hasta los usuarios finales con estándares requeridos de estabilidad, eficiencia, calidad y confiabilidad, a través de flujos de potencia óptimos, para lo que se requiere minimizar las pérdidas de energía y mejorar los procesos de transporte. La adecuada automatización del control integrado de los flujos de potencias reactivas y del perfil de voltaje en redes de distribución se ha hecho un problema muy serio y de difícil solución debido a las características propias de las redes de distribución, a la complejidad de los nuevos escenarios con penetración de energías renovables y almacenamiento de energía, y al análisis de las múltiples variables que intervienen en la compensación de potencia reactiva. En la actualidad se ha ido sustituyendo el uso de los clásicos bancos de condensadores por dispositivos compensadores de potencia reactiva dinámicos con controles basados en electrónica de potencia, los cuales tienen una respuesta automatizada más eficiente en la estabilidad de voltaje, sin embargo inyectan muchos armónicos a la red, por tal motivo es necesario un estudio actual que analice de manera global todas las variables incidentes para determinar de manera óptima el dimensionamiento y la ubicación del dispositivo compensador.

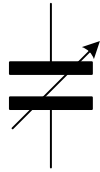
El presente proyecto de investigación plantea el desarrollo de un algoritmo de optimización multicriterio para resolver el problema de los flujos de potencia reactiva, basada en el mejoramiento conjunto de las variables incidentes en el sistema de distribución (energía reactiva, factor de potencia, flujos de potencia reactiva, pérdidas eléctricas, perfil de voltaje, efectos de armónicos, costos, calidad de servicio, etc.), tomando en cuenta los métodos de compensación de la potencia reactiva, escenarios y topologías de los circuitos de distribución con recursos distribuidos. Finalmente se analizará la eficacia del modelo contrastándolo con procesos de simulación iterativos en redes Benchmark tipo IEEE con resultados validados que permitan determinar la eficiencia del modelo sobre la base de resultados en distintos escenarios de una red de distribución.

Los estudios de compensación de potencia reactiva son realizados en función de diferentes criterios de optimización y entre ellos los más comunes son: A partir del mínimo de pérdidas de potencia, a partir del mínimo de pérdidas de energía, a partir de

mínimo costo, buscando mejorar la calidad de voltaje, el incremento de la capacidad de carga, la reducción de la distorsión armónica de voltaje y buscando aumentar la confiabilidad del sistema. Lograr una solución consensada en función de los objetivos antes expuestos es de vital importancia para una correcta operación de los sistemas eléctricos de distribución con una elevada eficiencia y calidad de servicio de acuerdo con las normas IEEE 519, EN 50160 e IEC 61000-4-30.

Como medidas propuestas, se emplean algoritmos avanzados para optimizar un control coordinado de dispositivos compensadores, reguladores de voltaje, posición de TAPs de los transformadores y almacenamiento de energía. La óptima aplicación del empleo de bancos de capacitores o dispositivos compensadores de potencia reactiva en general en circuitos de distribución depende de la selección adecuada de la capacidad nominal de los dispositivos, el tipo de compensador a utilizar ya sea fijo o variable y de su ubicación en el sistema de distribución eléctrico. El escenario final de análisis incluirá una red de distribución con recursos energéticos distribuidos pues por su parte, el almacenamiento de energía entrega un rápido control de reactivos, lo que brinda una mejor calidad de servicio, estabilidad y regulación de voltaje, y amortiguación de las oscilaciones de potencia, entre otras ventajas, a través del aporte de potencias activas y reactivas al sistema. Se analizará además el desempeño de la propuesta en un escenario de microrred validado y publicado en alto impacto, que ha sido logrado como parte de esta investigación y que cuenta con un funcionamiento totalmente basado en los estándares reales y del cual se conocen además los datos de flujos de potencia sobre las variables de interés para esta investigación. El análisis multicriterio de todas las funciones objetivos permitirá una comprensión general de este problema. En la Figura 1 se muestra la descripción gráfica del problema planteado.

Dispositivo compensador de potencia reactiva



- Banco de Capacitores
- D-STATCOM
- SVC

¿Qué capacidad debe tener?
¿Dónde debe ser conectado?

Ubicación y dimensionamiento óptimo para satisfacer múltiples criterios

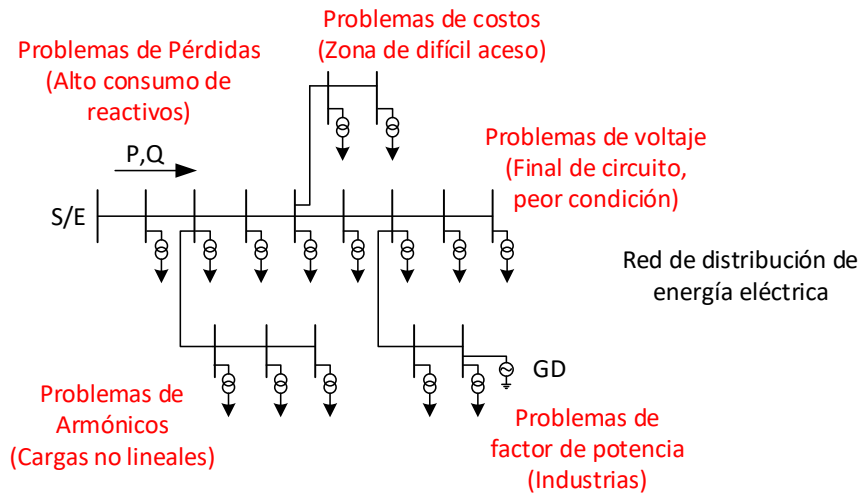


Figura 1. Representación gráfica del problema científico para la compensación de potencia reactiva en redes de distribución con recursos distribuidos.

La compensación de potencia reactiva es uno de los métodos bien reconocidos por su contribución a la reducción de pérdidas de energía, junto con otros beneficios; como la corrección del factor de potencia, aumento de la capacidad de transporte y operación de líneas y dispositivos de la red, estabilidad de tensión y mejora del perfil de tensión, todos ellos sujetos a diversas restricciones operativas. El adecuado control integrado de los flujos de potencia reactiva y del perfil de voltaje en redes de distribución se ha hecho un problema muy serio y de compleja solución debido a las características propias de las redes de distribución [1,2]. La compensación de la potencia reactiva es de vital importancia en los Sistemas Eléctricos de Potencia y especialmente en las redes eléctricas de distribución, ya que permite en función de sus objetivos, la regulación de las variables que mantienen la eficiencia, seguridad, confiabilidad y operación de estas redes con los parámetros de calidad requeridos. Las variables más importantes que pueden ser reguladas con la adecuada compensación de potencia reactiva son: la calidad y estabilidad de la tensión, el factor de potencia, la eficiencia en el transporte de potencia, el umbral de

tensión y la mitigación del contenido de armónicos de corriente. Mantener estas variables dentro de los parámetros deseados asegura una buena operación de las redes de distribución [3–6].

Para la planificación y operación de las redes de distribución eléctrica no sólo se tienen en cuenta aspectos técnicos y funcionales, sino también aspectos económicos, tratando en todo momento de minimizar los costos de operación de estos sistemas, logrando que el crecimiento de la demanda de energía sea satisfecho convenientemente optimizando los flujos de potencia. La compensación de potencia reactiva ha sido analizada básicamente como un problema de optimización restringido a un solo objetivo lo cual proporciona una única solución óptima, con un enfoque prioritario basado en la adecuada selección de capacidad y ubicación de bancos de dispositivos compensadores [7–15]. Para este estudio se define la función objetivo como una combinación lineal de varios factores, como los costos de inversión, mejoramiento del factor de potencia y las pérdidas de energía en distribución, sujeto a limitaciones operativas que forman parte de estas funciones objetivos, como lo es la confiabilidad, el análisis armónico y los perfiles de la tensión. La optimización multiobjetivo se realiza con el análisis simultáneo de varios parámetros, lo cual está más enfocado a la realidad de las redes eléctricas de distribución [16]. Existe todo un conjunto de alternativas óptimas antes de decidir qué solución es la ideal y este método propone encontrar y plantear esta estrategia combinada basada en resolver todo un problema general en función de varios criterios [16–18].

En el presente trabajo se realiza una constante vigilancia tecnológica basada en una amplia y actualizada revisión bibliográfica, que permite demostrar que la gran mayoría de los autores que han dedicado investigaciones a resolver problemas de compensación de potencia reactiva han propuesto soluciones mono objetivo, ya sea esta minimizar las pérdidas de potencia, mejorar el factor de potencia, liberar capacidad en líneas y equipos, mejorar los perfiles de tensión, garantizar estabilidad de voltaje, mitigar armónicos, entre otras [7,9,19–24]. Para esto han sido aplicados y descritos muchos métodos heurísticos y metaheurísticos, que se basan en búsquedas exploratorias sobre el flujo de potencia, para encontrar este tipo de solución que depara en la ubicación y dimensionamiento de elementos compensadores dentro de una red de distribución. La propuesta de esta investigación tiene como objetivo demostrar la necesidad de responder de manera global y eficiente al control de las variables eléctricas afectadas por los flujos

de potencia reactiva que demandan las cargas en los sistemas eléctricos de distribución con naturaleza predominantemente inductiva. Se destacará además la importancia de enfocar este análisis en redes de distribución con recursos distribuidos o microrredes, debido a que en un futuro cercano las redes de distribución están destinadas a ser redes autosostenibles con generación renovable de fuentes no contaminantes y no extinguiibles. Este tipo de topologías de microrredes que puedan aislarse necesitan de un análisis particular en la compensación de potencia reactiva debido a los flujos de potencia bidireccionales que existen en estas redes y al conflicto de objetivos generado entre algunas variables.

El proyecto propone identificar la variación que puede tener una solución de compensación asociada a la óptima ubicación y dimensionamiento de elementos compensadores en una red de distribución con recursos distribuidos, cuando no es analizada desde múltiples criterios. Se analizará, además, cómo los distintos autores ofrecen soluciones diferentes en la ubicación y dimensionamiento de elementos compensadores de potencia reactiva para distintas funciones objetivos, este problema depara en que una solución óptima para una única función objetivo puede entrar en conflicto con el desempeño óptimo del resto de variables eléctricas que no son consideradas en el análisis. Adicional a esto, el análisis en microrredes con recursos distribuidos incorpora una complejidad agregada al problema debido a la compensación propia de generadores que en el caso de los generadores solares fotovoltaicos, los cuales en la mayoría de los casos inyectan únicamente potencia activa funcionando a factor de potencia unitario, compensación que entra en conflicto con otra variable ya que deteriora enormemente el factor de potencia de la red [25,26]. Con este estudio se demostrará la necesidad de analizar este fenómeno considerando múltiples criterios y se propondrá una solución óptima al conjunto de variables que son modificadas por la ubicación de elementos compensadores de potencia reactiva.

Con la culminación de este proyecto y la obtención de los resultados esperados se lograrán impactos significativos que contribuyen a un desarrollo en los ámbitos científico, social, económico y ambiental. Como impacto científico la comunidad científica y las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica se verán beneficiadas con el aporte brindado por esta investigación. Como impacto social se contribuye a elevar la calidad y la eficiencia del servicio eléctrico que reciben los usuarios finales. Mediante

la óptima ubicación y dimensionamiento de dispositivos compensadores se contribuirá también al mejoramiento conjunto de las variables de eficiencia y calidad de energía eléctrica al menor costo posible, contribuyendo al impacto económico. En cuanto al impacto ambiental, se contribuye además a la disminución de gases contaminantes debido a la minimización de los flujos de corrientes reactivas en las redes eléctricas de distribución y microrredes.

Objetivo General:

Optimizar los flujos de potencia reactiva en redes de distribución mediante una técnica heurística multicriterio, para elevar la eficiencia y la calidad de la energía eléctrica.

Objetivos Específicos:

- Valorar la metodología propuesta por los autores para resolver la problemática mediante la comparación de escenarios trabajados y variables analizadas.
- Implementar una heurística basada en un algoritmo de optimización multicriterio para la compensación de potencia reactiva en redes de distribución eléctrica con recursos distribuidos, tomando en cuenta el análisis conjunto de las variables que intervienen en el problema: (reducción de pérdidas técnicas, el mejoramiento de los perfiles de voltaje, la reducción del factor de potencia y la mitigación de armónicos, asociadas todas a un sistema eficiente con un mínimo de costos de inversión).
- Calcular el dimensionamiento y ubicación de dispositivos de compensación fijos y variables, tomando en cuenta distintas topologías de la red de distribución que incluyen generación distribuida y almacenamiento de energía.
- Analizar el desempeño del algoritmo y validar los resultados obtenidos mediante simulación del estado de planeación propuesto para proponer esquemas de compensación.

CAPÍTULO 1

Este capítulo muestra conceptualizaciones importantes y análisis bibliográficos que enmarcan la problemática de estudio. Se muestran análisis críticos y comparaciones de los estudios previos realizados en esta temática.

VIGILANCIA TECNOLÓGICA.

Como vigilancia tecnológica se llevó a cabo un proceso organizado de recepción sistemática de información pertinente, relevante y actualizada sobre el tema de estudio. En esta vigilancia fueron consultados artículos científicos, capítulos de libros, tesis de doctorado, etc. A la información recolectada se le dio un tratamiento de depuración, análisis y comunicación, con el objetivo de convertir esta información en conocimiento para generar una toma de decisiones certeras y que den solución a problemáticas actuales en el área de conocimiento indagada. La Figura 2 muestra de forma gráfica las etapas de vigilancia tecnológica durante esta investigación.

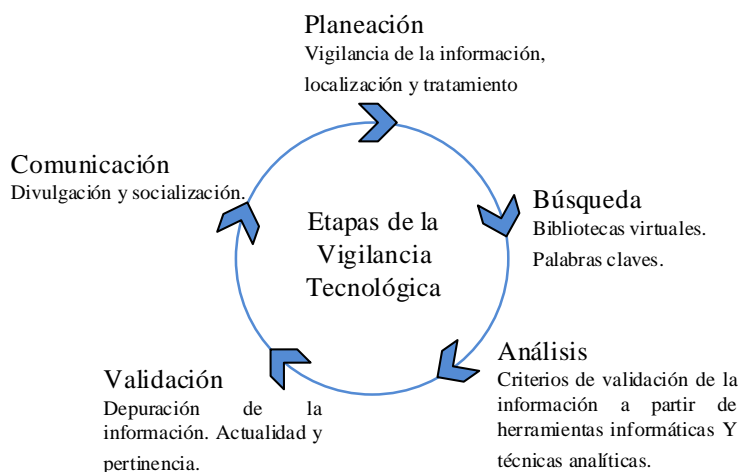


Figura 2: Etapas de la vigilancia tecnológica.

Para el análisis del tratamiento de las variables que intervienen en el problema de optimización de los flujos de potencia reactiva, se realiza una exhaustiva revisión bibliográfica con apoyo en muchas bibliotecas virtuales, que incluyen IEEE Xplorer, ScienceDirect, Springer, SCOPUS, Web of Science, SCIELO, Taylor & Francis, Wiley, MDPI, entre otras. Esta revisión bibliográfica tiene como objetivo comparar las técnicas de optimización tratadas por los distintos autores para resolver el problema de compensación y con este resultado establecer comparaciones entre las distintas propuestas multiobjetivos en función de los escenarios de redes de distribución que

consideran y la cantidad de variables que intervienen en cada uno de los modelos matemáticos propuestos. Para garantizar la actualidad y relevancia de la investigación y como herramienta de vigilancia tecnológica, se mantiene una revisión sistemática en las distintas bibliotecas científicas con la formulación de un plan de búsqueda a partir de alertas creadas en las bases de datos en función de criterios y palabra claves, realizando la depuración de textos mediante la evaluación de la calidad y pertinencia de los estudios seleccionados.

La revisión bibliográfica contiene los artículos considerados más actuales y novedosos en la temática planteada y son relacionados en las siguientes referencias.

Artículos científicos analizados: [7,9,14,15,20,23,25–61,61,62,62–65,65–68,68–101].

En la Figura 3 se muestra el tratamiento dado por los autores en función de la temática planteada para resolver el problema de compensación de reactivos en redes de distribución basado en la optimización de los flujos de potencia reactiva. Se puede apreciar que la variable más considerada es: Pérdidas de Potencia.

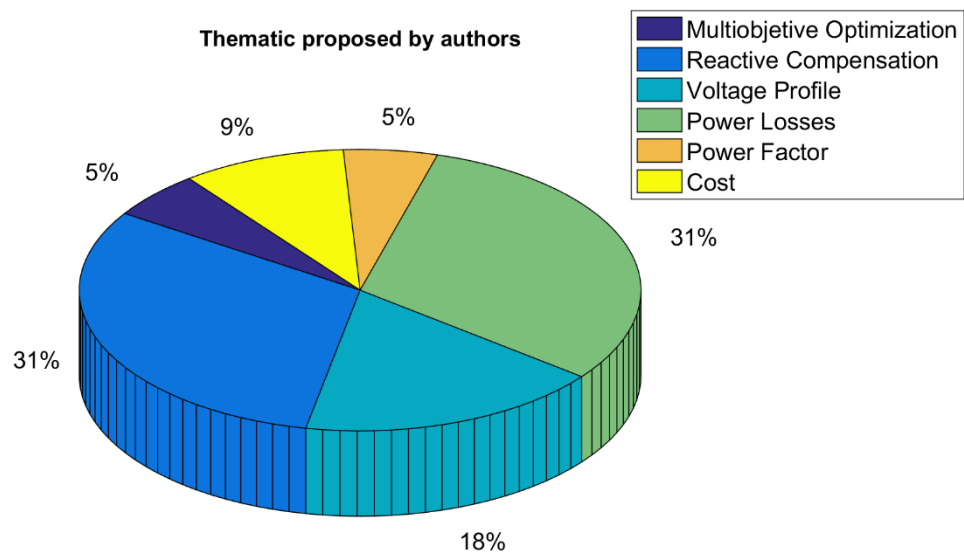


Figura 3: Representación gráfica de los tratamientos temáticos para la compensación de potencia reactiva en redes de distribución.

En la Figura 4 se indica el tratamiento dado por los autores a las distintas funciones objetivos en el planteamiento del problema, donde se muestra el porcentaje de estudio que ha tenido cada una de las funciones objetivos involucradas en la compensación de potencia reactiva. Se puede apreciar que para el caso de los objetivos planteados la

variable con mayor aplicación en este problema ha sido “Regulación o mejoramiento de los perfiles de voltaje”.

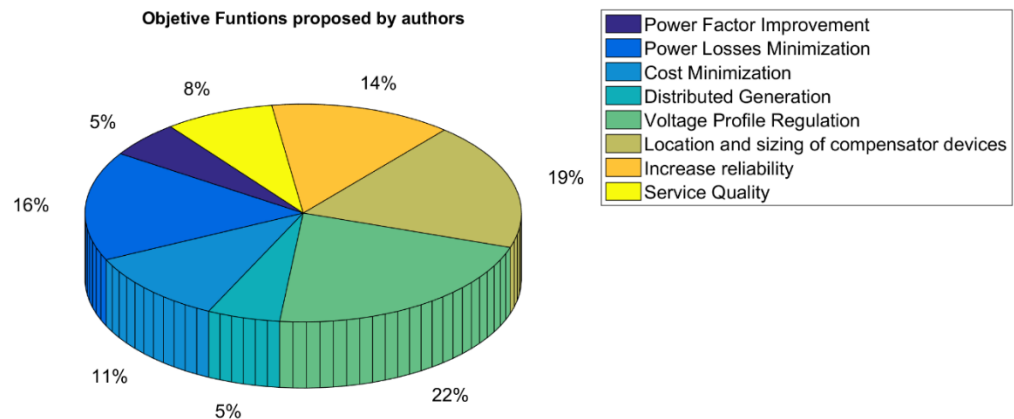


Figura 4: Representación gráfica de las formulaciones de los problemas para la compensación de potencia reactiva en redes de distribución.

En la Figura 5 se pueden apreciar la mayoría de las técnicas matemáticas más importantes propuestas por los autores para resolver el problema de compensación de reactivos en redes de distribución y el análisis porcentual de empleo de cada una de estas técnicas en los artículos revisados. Donde se puede concluir que las técnicas heurísticas son las más empleadas para resolver este tipo de problemas de alta complejidad.

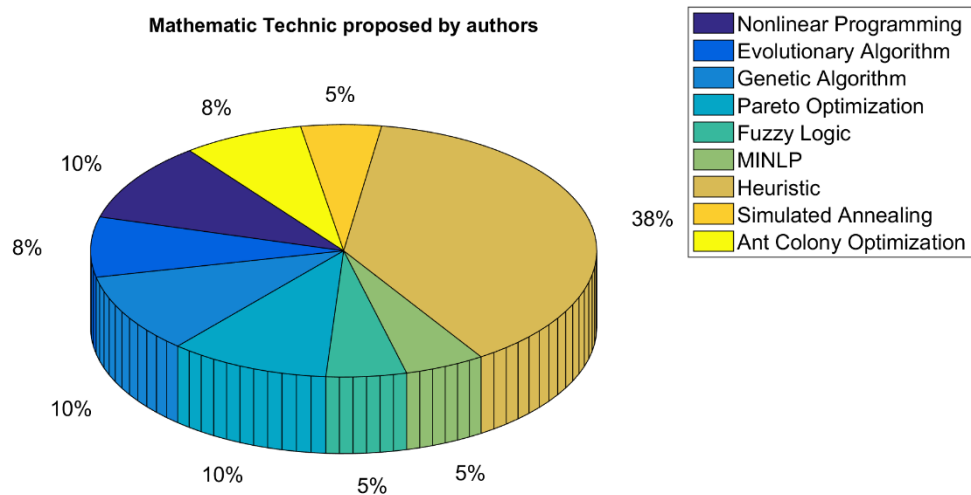


Figura 5: Representación gráfica de las técnicas matemáticas empleadas por los autores para la compensación de potencia reactiva en redes de distribución.

De los resultados obtenidos en esta revisión bibliográfica, se identifica el problema de la realización de un modelo matemático que contemple el análisis conjunto

de todas las variables que intervienen en el problema de optimización de los flujos de potencia reactiva y se observa además que en su mayoría los modelos propuestos consideran escenarios de distribución sin recursos distribuidos, lo que se aleja de la realidad a la que están siendo llevados los sistemas eléctricos de potencia en general, que en la actualidad se encuentran inmersos en muchos proyectos de con la incorporación de recursos distribuidos [6,28,102,103].

La tendencia de las nuevas propuestas matemáticas por los autores en las publicaciones del 2016 sobre todo, han ido ampliando el área de exploración en las variables asumidas y los escenarios tratados para encontrar la óptima ubicación y el dimensionamiento de dispositivos compensadores de reactivos en redes de distribución con recursos distribuidos, lo que demuestra la importancia del tema, sin embargo en la revisión bibliográfica realizada no se encuentra una propuesta que contemple la optimización de flujos de potencia reactiva en redes de distribución con recursos distribuidos y que considere todas las variables que pueden ser modificadas con los flujos de potencia reactiva.

De una selección de muchos artículos, se eligieron 18 artículos con mayor relevancia y alcance al problema identificado en esta investigación, esta revisión bibliográfica realizada se muestra la Tabla 1, en la que se indican los artículos con una mayor aproximación al problema real y con actualidad en la discusión de este problema.

Se puede notar que en [31] es donde se obtiene un análisis más completo, sin embargo, no se analizan todas las variables, ni la compensación mediante dispositivos compensadores, se plantea la compensación desde recursos distribuidos.

De los artículos seleccionados se puede evidenciar que en ninguno se toma en cuenta la mitigación de la distorsión armónica. Pero es importante aclarar que en muchos otros artículos esta variable es considerada como función objetivo en la compensación de potencia reactiva, sobre todo, mediante dispositivos de compensación dinámicos basados en electrónica de potencia [22,23,37,49,104].

Tabla 1. Revisión bibliográfica

Revisión bibliográfica para validación del aporte de la propuesta										
Artículos Analizados	Tratamiento de las Funciones Objetivos					Tipo de Compensación				
Título del Artículo	Año de Publicación	Optimización de Costos	Minimización de Pérdidas	Perfil de Voltaje	Mejoramiento del F.P.	Reducción de Armónicos	Bancos de Condensadores	SVC	Almacenamiento de Energía	Generación Distribuida / Inversores.
Optimum location and sizing of capacitor banks using VOLT-VAR compensation in micro-grids [105]	2020	X	X	X	X		X			
Volt - VAR Optimization and Reconfiguration - Reducing Power Losses in a Droop Based Microgrid [106]	2020		X	X						X
Optimal Capacitor Placement in Distribution Network for Loss Reduction and Voltage Profile Improvement [107]	2019		X	X			X			
Bio-inspired Optimization Techniques for Compensation Reactive Power and Voltage Profile Improvement in the Syrian Electrical Distribution Systems [108]	2019	X	X	X			X			
Optimal Smart Inverters Volt-VAR Curve Selection with a Multi-Objective Volt-VAR Optimization using Evolutionary Algorithm Approach [109]	2018	X	X	X						X
Power quality improvement of distribution system by reactive power compensation [110]	2017		X	X			X			
A MILP-Based Distribution Optimal Power Flow Model for Microgrid Operation [31]	2016	X	X	X	X				X	X
A price-based approach for voltage regulation and power loss minimization in power distribution networks [27]	2016	X	X	X						X
Advanced Energy Storage Management in Distribution Network [28]	2016	X	X	X					X	X
Optimal Allocation and Sizing of Shunt Capacitor in Distribution System for Power Loss Minimization [15]	2016		X	X	X		X			
Reactive Power Optimization of the Electric System based on Minimization of Losses [30]	2016	X	X	X			X			
Sequential Control of Capacitors and Taps of Distribution Network With Distributed Generation [29]	2016	X	X	X			X			X
An Optimal Installation Strategy of Photovoltaic-Based DGs and Capacitors Considering Distributed VAR Support of Photovoltaic Converters [32]	2015		X	X			X			X
Optimal Location and Size of SVC for Power Losses Minimization and Voltage Security Improvement [7]	2015	X	X	X				X		
Optimal reactive power and voltage control in distribution networks with distributed generators by fuzzy adaptive hybrid particle swarm optimisation method [33]	2015	X	X	X						X
Optimal voltage control for loss minimization based on sequential convex programming [93]	2015	X	X	X						X
Placing and Sizing Distributed Photovoltaic Generators for Optimal Reactive Power Compensation [14]	2015	X	X	X						X
Reactive Power Control Strategy for Voltage Regulation and Power-Factor Correction in MV Distribution Networks [20]	2015	X	X		X					X
Optimal Placement and Sizing of SVC for Loss Minimization and Voltage Security Improvement using Differential Evolution Algorithm [34]	2014	X	X	X				X		
Real and Reactive Power Optimization Using Hybrid Cultural Algorithm [35]	2014	X	X				X			
Multi-Objective Reactive Power Optimization Based on Chaos Particle Swarm Optimization Algorithm [36]	2013	X	X	X			X			
Comparison of Reactive Power Support in Distribution Networks Provided by Capacitor Banks and Distributed Generators [37]	2011	X	X				X			X
A Multi-Objective Meta-Heuristic Method for Distribution Network Optimization [38]	2010		X	X			X			
Improved evolutionary programming with dynamic mutation and metropolis criteria for multi-objective reactive power optimization [40]	2005	X	X	X			X			

CAPÍTULO 2

En este capítulo se describen matemática y conceptualmente las variables de calidad de la potencia y de eficiencia energética que forman parte del modelo de optimización multicriterio que se propone. Se establecen análisis de casos que identifican la problemática existente y que evidencian la necesidad de solucionar el problema de la compensación de potencia reactiva con un modelo de optimización multicriterio.

VARIABLES QUE INTERVIENEN EN LA EFICIENCIA Y CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA.

I. Análisis de las principales variables que intervienen en el problema de compensación de reactivo en redes de distribución.

Las redes de distribución eléctrica en medio voltaje son las encargadas del transporte de energía desde las subestaciones de subtransmisión hasta los transformadores de distribución. Estos circuitos presentan características particulares y deben cumplir con una serie de requerimientos técnicos para mantener los procesos en parámetros eficientes y brindar un servicio con alta calidad. El análisis global del transporte de energía eléctrica con eficiencia y calidad en redes de distribución es un proceso complejo que depende de múltiples criterios, debido a que estos sistemas presentan diversos tipos de topologías de red, distintas características constructivas y de configuración, múltiples conexiones, cargas de distintas naturalezas, líneas sin transposiciones, muchos puntos de unión o empalmes y en coexistencia con la flora y la fauna.

Pérdidas de potencia y energía en redes de distribución.

Las pérdidas de potencia y energía en redes de distribución están asociadas principalmente a la conversión de energía eléctrica en calor sujeto a la circulación de las corrientes por los conductores eléctricos, fenómeno descrito como efecto Joule [111–113]. Las pérdidas de potencia activa están dadas por:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n I^2 i * R_i, (1)$$

Donde: n es el número de nodos del sistema, I_i es el valor de corriente en el nodo i y R_i es la resistencia en el nodo i [112]. Los circuitos de distribución, a pesar de la naturaleza típica de sus cargas, son predominantemente inductivos por sus cortas distancias y niveles de voltajes medios, además de predominar el tipo de construcción aérea [7,15,30,111]. Por lo tanto, las cargas asociadas a cada uno de los transformadores de distribución demandan un consumo de potencia reactiva para poder generar los flujos inductivos sin generar trabajo útil con el consumo de este tipo de potencias. Esta potencia reactiva en sistemas trifásicos para un determinado nodo está dada por:

$$Q_i = \sqrt{3} * V_i * I_i * \sin \phi_i, (2)$$

Donde V_i e I_i son el voltaje y la corriente en el nodo i , ϕ_i es el ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente en el nodo i .

En sistemas de distribución no compensados los flujos de potencia reactiva son consumidos de la red y las componentes reactivas de las corrientes que demandan estas cargas inductivas circulan normalmente por todo el circuito de distribución, provocando altas pérdidas por el efecto Joule ya antes descrito. Por este motivo la compensación de potencia reactiva sujeta a la adecuada selección y ubicación de dispositivos compensadores, tiene una gran importancia en la minimización de pérdidas de potencia y energía. La ubicación de dispositivos compensadores permite entregar a la red los flujos de potencia reactiva, impidiendo de esta manera que estos sean entregados por la red, causa que contribuye a la minimización de las corrientes circulantes por las líneas.

- Corrección y mejoramiento del factor de potencia.

El factor de potencia se define básicamente como la relación que existe entre la potencia activa en (W) y la potencia aparente dada en (VA). El factor de Potencia lo se puede calcular en un sistema trifásico o monofásico como:

$$FP = \cos \phi_i = \frac{P_i}{S_i} = \frac{P_i}{V_i * I_i}, (3)$$

Donde: FP y $\cos \phi_i$ son las simbologías básicas reconocidas para nombrar al factor de potencia además de PF por sus siglas en inglés [114], P_i es la potencia activa o potencia real en el nodo i , S_i es la potencia aparente en el nodo i y V_i e I_i son los voltajes y corrientes en el nodo i .

La corrección del factor de potencia a valores deseados cercanos a 1 (caso ideal) es una mejora que buscan implementar todas las empresas distribuidoras y los usuarios industriales que no cumplen con los requerimientos mínimos exigidos sobre el uso eficiente de la energía eléctrica y son penalizados por esta razón [20,25,26,44,45].

Las redes de distribución en medio voltaje (MV) transportan energía hasta los transformadores de distribución que en la mayoría de los casos alimentan cargas predominantemente inductivas, lo cual deteriora en gran escala el factor de potencia, por lo que es necesario implementar medidas de compensación de la potencia reactiva en estas redes para reducir el consumo de reactivos minimizando la diferencia entre la potencia activa y aparente para de esta manera mejorar entonces el factor de potencia. Mejorar el factor de potencia implica una reducción de los costos de la energía, aumento de la capacidad eléctrica del sistema de distribución y mejoramiento de los niveles de voltaje [9,14,20,25,26,33,44,45].

- Mejoramiento de los perfiles de voltajes.

Garantizar la confiabilidad y estabilidad de las redes de distribución en medio voltaje es uno de los mayores retos que tienen las empresas distribuidoras de energía, ya que la energía debe llegar a los usuarios finales con estándares de calidad que demandan un mejoramiento constante para mantener los niveles de voltajes estables dentro de los parámetros regidos por las normas establecidas en cada país para los distintos niveles de voltaje [6]. El mejoramiento de los perfiles de voltaje en redes de distribución buscando elevar la estabilidad y confiabilidad se ha logrado mediante la inserción de generación distribuida, variación de los TAPs de transformadores, reguladores de voltaje, bancos de condensadores o compensadores estáticos de potencia reactiva, SVC por sus siglas en inglés, entre otros [4,115–117].

Los compensadores estáticos de potencia reactiva pueden mantener un nivel de voltaje estable previamente programado. Si el voltaje en el nodo conectado es alto, el compensador trabaja en una zona inductiva y consume potencia reactiva de la carga, esto puede suceder en horarios de la madrugada donde baja la demanda de carga y si por el contrario el voltaje en el nodo es bajo (horarios picos de demanda), el compensador trabaja en una zona capacitiva y libera potencia reactiva funcionando como un generador y de esta manera mantiene estable el sistema de distribución [9,33,34,50,88]. Este mismo

efecto puede ser logrado con el uso de reguladores de voltaje o con la variación en las derivaciones de los TAPs de transformadores, los cuales pueden regular el proceso de transformación en distintas relaciones de transformación de voltajes, ya sea para reducir o para aumentar los niveles de voltajes entregados garantizando la estabilidad del sistema [118].

- Mitigación de Armónicos.

Entre los dispositivos compensadores estáticos de potencia reactiva basados en electrónica de potencia se destacan los SVC (ya descritos anteriormente), los cuales contienen pasos de capacitancia en paralelo con reactancias, ambas programadas por un sistema de control automático que decide si el SVC debe comportarse como generador de reactivo y elevar el voltaje del sistema o comportarse como carga y absorber reactivo de la red estabilizando los niveles de voltaje a parámetros establecidos [7,23,34,37,49]. Estos dispositivos inyectan una componente de armónicos considerable que se debe tomar en cuenta en el análisis global del problema de compensación de potencia reactiva, ya que es una variable que entra en conflicto con el propósito de optimización de los flujos de potencia reactiva. Se debe procurar que los límites de distorsión armónica total de corriente y voltaje no superen los valores establecidos por las normas de calidad de energía [7]–[9].

El índice de distorsión armónica total de voltaje (THD_v) puede ser calculado como se muestra a continuación.

$$THD_v\% = 100 * \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^H (V_{i,h})^2}}{V_{i,1}}, \quad (4)$$

Donde:

$V_{i,h}$ es la componente de tensión correspondiente al armónico h en el nodo i .

$V_{i,1}$ es la componente fundamental de la tensión (1er armónico) en el nodo i .

H es el máximo orden de armónico a tomar en cuenta en el cálculo.

- Análisis de costos de dispositivos de compensación de potencia reactiva.

Todas las mejoras asociadas a la compensación de potencia reactiva en redes de distribución tienen un costo de inversión y de mantenimiento, el cual debe ser analizado en conjunto con las ganancias aportadas por conceptos de reducción de pérdidas de

energía que aportan los dispositivos compensadores, además del peso de los beneficios de calidad y confiabilidad, que también son objetivos cualitativos que se buscan con el uso de estos dispositivos.

- Redes de distribución con generación distribuida.

La generación distribuida (DG por sus siglas en inglés) es una tecnología que brinda un valor agregado de potencia activa a los sistemas eléctricos de potencia. La ubicación de este tipo de tecnología suele implementarse lo más cerca posible de los usuarios finales o de cargas importantes que requieren de un mayor grado de confiabilidad y de una mayor estabilidad en el voltaje suministrado. Entre los distintos tipos de fuentes de generación distribuida de energías renovables las más empleadas en redes de distribución son la eólica y la fotovoltaica, aunque en muchos casos se pueden evidenciar otros tipos de fuentes [10]. Estos tipos de fuentes de DG deben ser evaluados cuidadosamente para determinar en dependencia de la topología y lugar la mejor posible en conjunto con otros factores importantes como capacidad instalada y su ubicación en la red, este último de vital importancia ya que una ubicación inadecuada puede contribuir a la inyección no deseada de flujos de potencia activa y reactiva que podrían aumentar las pérdidas de energía en el sistema, y generar sobre voltajes en los nodos cercanos a la DG, además de elevados costos sin lograr los objetivos propuestos[11]-[13]. La DG ofrece grandes beneficios en la eficiencia, estabilidad y confiabilidad de los sistemas de distribución, sobre todo en redes radiales que recorren largas distancias en las que un pequeño incremento de la capacidad de carga puede desestabilizar el sistema con altas perturbaciones y caídas de voltaje, la inserción de DG con ubicación óptima en estos nodos finales puede eliminar esa sobrecarga de la línea y además restablecer los valores requeridos de voltaje [14]-[15]. Ayuda además a poder asumir un incremento de la carga existente en posibles escenarios futuros, incluso con extensión de la red de distribución manteniendo estable los niveles de voltaje, las pérdidas y la capacidad de la red [16]. Por lo antes mencionado se puede establecer a la DG como un elemento de compensación dentro de los sistemas de distribución [14,29,32,33,37].

- Almacenamiento de energía en redes de distribución.

Uno de los objetivos más novedosos que se persiguen para la transición de los sistemas eléctricos tradicionales a las redes eléctricas inteligentes (*smart grids*, SG por sus siglas en inglés), es la incorporación del almacenamiento de energía. El

almacenamiento de energía en las redes de distribución contribuye de manera notoria a elevar la eficiencia, calidad y confiabilidad de estos sistemas, ofreciendo altas ventajas ante fluctuaciones y permitiendo controlar con mayor flexibilidad la frecuencia y el voltaje en los sistemas de distribución [17]-[19], [14,27,28,32]. El acoplamiento directo a la red de bancos de almacenamiento de energía es un tema que ha venido ganando en aceptación y en un alto estudio como fuente de generación distribuida en conjunto con todos los elementos sofisticados de control y comunicación para el adecuado uso de esta tecnología [20]. En redes de distribución fundamentalmente radiales con DG en los nodos finales muchas veces resulta muy costoso entregar energía al sistema hasta la fuente de alimentación, ya que el recorrido por transporte de esta energía provoca considerables pérdidas por efecto Joule, por lo tanto en estos casos particulares es una opción muy eficiente, colocar almacenamiento de energía muy cerca de la DG para poder almacenar y reutilizar la energía sobre generada, en momentos de inestabilidad del sistema[21]. De la misma manera se plantean sistemas de microrredes con almacenamiento de energía híbrido, usando además de los bancos de baterías, elementos capacitores, los cuales permiten la carga y descarga según sea la operación de la red en potencia activa y reactiva [22].

II. Análisis del conflicto entre variables en los problemas de compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos de distribución.

En la sección anterior se analizaron las distintas variables y topologías de redes de distribución que pueden ser afectadas e incidir en la toma de decisión para la óptima selección y ubicación de elementos compensadores en una red de distribución, con el objetivo de compensar desde múltiples criterios los flujos de potencia reactiva. En esta sección se analizarán algunos resultados encontrados por diversos autores y se compararán las incidencias en el resto de las variables cuando se presenta una solución a una sola función objetivo.

Para resolver el problema de óptima selección, ubicación y dimensionamiento de dispositivos de compensación de potencia reactiva en redes de distribución se han descrito y desarrollados muchos algoritmos basados en heurísticas y metaheurísticas, que funcionan como algoritmos de búsqueda haciendo una exploración sobre los nodos y

líneas del sistema en estudio, que pudieran ser casos reales o sistemas típicos de distribución de la IEEE.

De los algoritmos más implementados para resolver este tipo de problemas se pueden citar el *simulated annealing*, *tabu search*, *genetic algorithm*, *ant colony optimization*, *particle swarm optimization*, *mixed integer nonlinear programming*, entre muchos otros. Para el caso de análisis que identifica el problema de conflicto de variables será implementado el algoritmo *simulated annealing* (SA por sus siglas en inglés) el cual es una meta-heurística de probabilidades que busca una solución óptima combinatoria a partir de una estimación para una solución óptima global de una función objetivo en un área específica de búsqueda, empieza con un grupo de cadenas arbitrarias, donde cada una de estas poseen una configuración que se alimenta con la instalación aleatoria de potencia reactiva en los nodos del sistema base en análisis, esto se traduce en el algoritmo como la población generada a partir de una temperatura inicial. La temperatura es una variable que define la precisión del algoritmo incidiendo en el tiempo de convergencia de este, mientras más alta sea la temperatura el algoritmo aumenta su búsqueda y así se incrementa la probabilidad de encontrar el óptimo global, pero sacrificando el tiempo de convergencia. Este método puede generar alternativas diferentes para la búsqueda, con un esfuerzo en localizar las soluciones óptimas localmente que pueden deparar en una solución óptima global, de esta existir [119].

En este capítulo se analizará un caso de estudio de un circuito típico de la IEEE de 30 barras, donde se implementará un algoritmo SA para encontrar la óptima ubicación y dimensionamiento de bancos de capacitores para compensar potencia reactiva con un caso 1 que tendrá como función objetivo minimizar las pérdidas totales de potencia en el circuito en estudio.

El sistema de 30 barras de la IEEE está compuesto por 6 generadores en los nodos [1 2 5 8 11 13], 4 transformadores, 20 cargas y un total de 41 líneas. La Figura 6, tomada de [120] muestra en detalles el diagrama unifilar de este sistema de prueba.

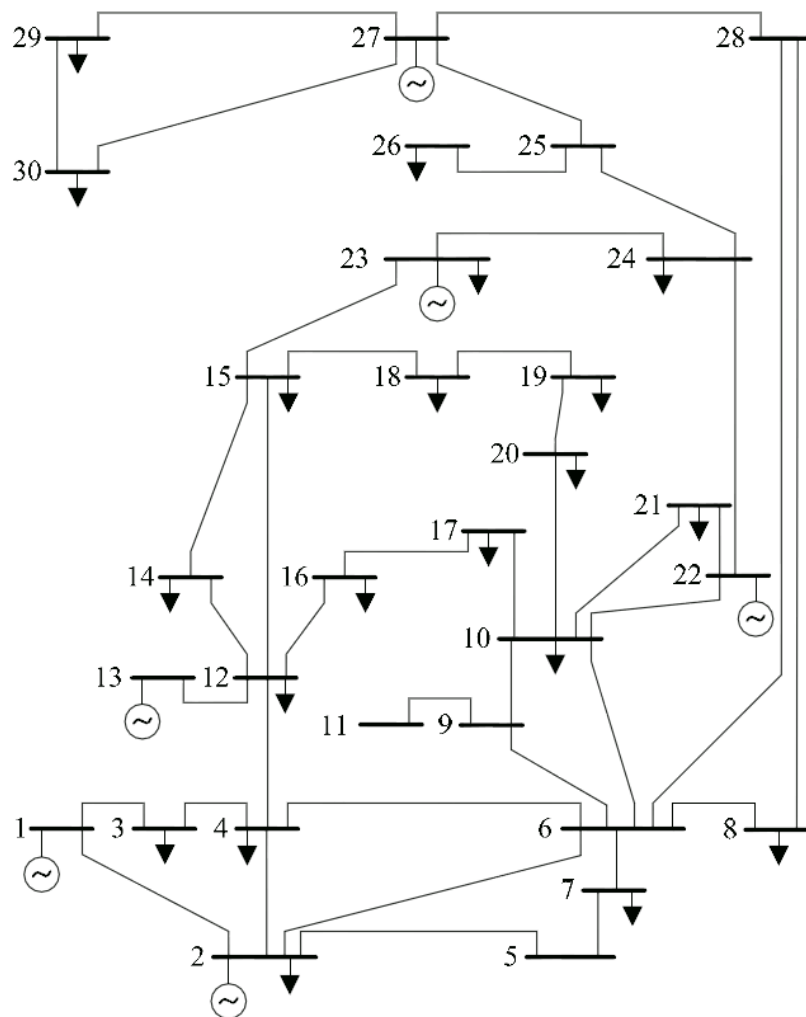


Figura 6. Sistema de prueba IEEE de 30 barras.

Luego se implementará el algoritmo SA en el mismo sistema IEEE de 30 barras con un caso 2 que tendrá como función objetivo mejorar los perfiles de tensión acercándolos de manera óptima al 1 en por unidad. Por último, se analizarán los resultados en cada caso, buscando el margen de conflicto que sufrió cada variable con la ubicación y el dimensionamiento obtenido. Ambos casos serán analizados en un escenario con restricción de ubicación máxima de dos bancos de capacitores y capacidad máxima de 15 Mvar, esta restricción tiene como objetivo limitar la variable costo y que el algoritmo en los dos casos busque compensar el sistema hasta este valor como máximo y de esta manera se asegura que ambos casos tengan la misma restricción de costo y que los resultados obtenidos dependerán únicamente de sus funciones objetivos. La restricción de costo es considerada como función objetivo en la mayoría de los análisis de este tipo

de problemas, sin embargo, este capítulo tiene como objetivo demostrar el conflicto que puede haber entre variables al considerar distintas funciones objetivos o criterios, por tal motivo el costo será analizado en este problema como una restricción al problema de la siguiente manera:

$$0 \leq |Q_i| \leq 15 \text{ Mvar}, (5)$$

Con ubicación máxima permisible de 2 bancos de capacitores.

En este caso y por simplicidad de los cálculos para lograr la demostración propuesta, no se considerará la inyección de reactivos como una variable discreta ya que esto no afecta el propósito planteado. Sin embargo, para resolver un problema real deben ser tomadas en cuenta las capacidades nominales reales de los bancos de capacitores.

Caso 1: Se analizará el comportamiento de los perfiles de voltaje en un circuito típico IEEE de 30 barras, que fue compensado con la ubicación de dos bancos de capacitores con función objetivo de mínimo de pérdidas de potencia.

Caso 2: Se analizará el comportamiento de las pérdidas de potencia en un circuito típico IEEE de 30 barras, que fue compensado con la ubicación de dos bancos de capacitores con función objetivo de mejorar los perfiles de voltaje, en el mismo circuito descrito en el caso 1.

Las Figura 7 y Figura 8 muestran los resultados para los casos de estudios mencionados anteriormente.

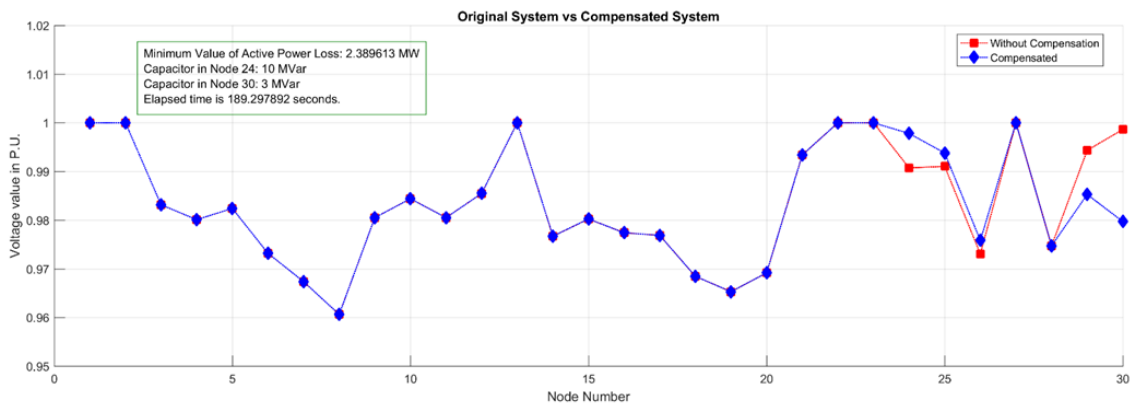


Figura 7: Caso 1: Óptima selección y ubicación de banco de capacitores para minimización de pérdidas de potencia.

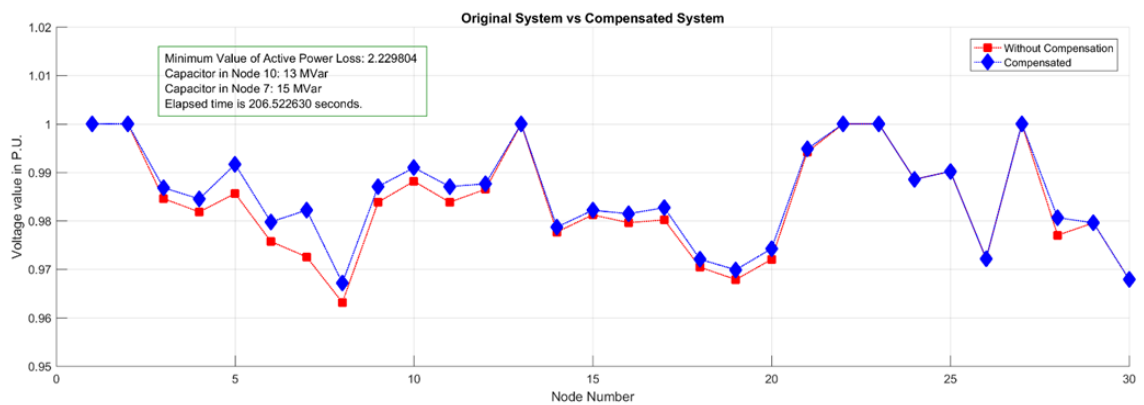


Figura 8: Caso 2: Óptima selección y ubicación de banco de capacitores para mejoramiento de los perfiles de voltaje.

Al comparar los resultados de cada caso, mostrados en las Figura 7 y Figura 8 respectivamente, se puede evidenciar que para cada función objetivo el algoritmo eligió capacidades distintas de bancos de capacitores ubicadas en nodos distintos para un mismo circuito, lo que demuestra la teoría planteada anteriormente. Se puede apreciar además en la Figura 7 que, para este caso con la óptima selección y ubicación de bancos de capacitores escogida por el algoritmo, las pérdidas de potencia fueron reducidas a un valor mínimo deseado, sin embargo, los perfiles de voltaje no fueron corregidos, incluso en los nodos 29 y 30 el sistema presenta un empeoramiento de la calidad del voltaje con respecto al caso base contando con la ubicación de una compensación en el nodo 30, lo cual indica problemas con la estabilidad de voltaje al hacerse negativa la relación entre variación de potencia reactiva y variación de voltaje. De igual manera en la Figura 8 (Caso 2) se puede apreciar que las pérdidas de potencia no pudieron ser reducidas al valor mínimo que se logra en el caso 1, sin embargo, los perfiles de voltaje fueron corregidos en la mayoría de los nodos con la ubicación de dos bancos de capacitores, de 13 Mvar en el nodo 10 y de 15 Mvar en el nodo 7, ubicaciones y dimensionamientos distintos a los encontrados en el caso 1 por el mismo algoritmo, con el mismo circuito de análisis y empleando las mismas restricciones.

Con esta pequeña comparación se demostró que buscar una solución óptima al problema de compensación de potencia reactiva con una única función objetivo no brinda resultados alentadores para el resto de las variables que pueden ser afectadas por el problema, por este motivo se puede afirmar que es de vital importancia resolver este

problema considerando todos los criterios que definen las variables que pueden ser afectadas con los flujos de potencia reactiva.

Si se analiza este mismo problema en una red con recursos distribuidos, o que como mínimo sea compensada además con generación distribuida solar fotovoltaica, el sistema se puede ver afectado por un bajo factor de potencia visto aguas arriba del sistema, ya que esta variable entra en conflicto con la compensación únicamente de potencia activa cuando la carga se mantiene consumiendo las mismas potencias activas y reactivas y por ende el factor de potencia en la carga no varía, como se muestra en la Figura 9.

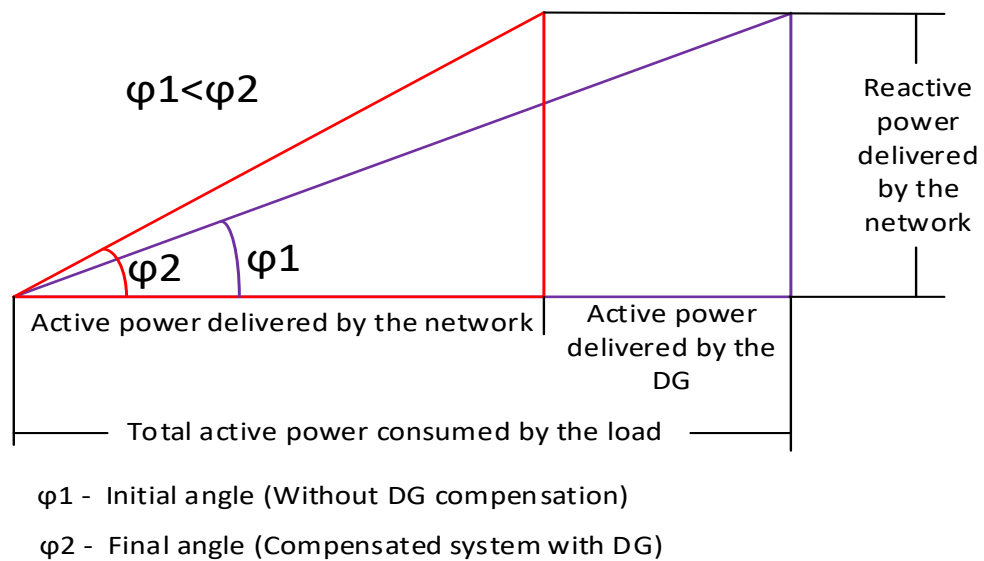


Figura 9: Representación gráfica de la disminución del factor de potencia por compensación únicamente de potencia activa.

Partiendo de que el ángulo del factor de potencia $\phi = \tan^{-1} \frac{Q}{P}$, y que $f.p. = \cos\phi$, con un incremento de compensación únicamente de potencia activa mientras permanece constante la potencia reactiva entregada por la red, la empresa comercializadora de energía eléctrica aguas arriba del sistema estaría viendo un incremento en el ángulo del factor de potencia. Esto depara en una disminución del factor de potencia (PF por sus siglas en inglés) visto desde la red [20,32,33]. Se debe a que la red de distribución en medio voltaje no tiene otro tipo de compensación capacitiva, esto como consecuencia de que las redes de distribución presentan cortas distancias para el transporte de energía, niveles de voltaje por debajo de 34,5 kV y la mayor componente de conductores son cables desnudos. En la Figura 10 se muestra un diagrama de la red de distribución con una compensación de potencia activa por generación distribuida solar fotovoltaica.

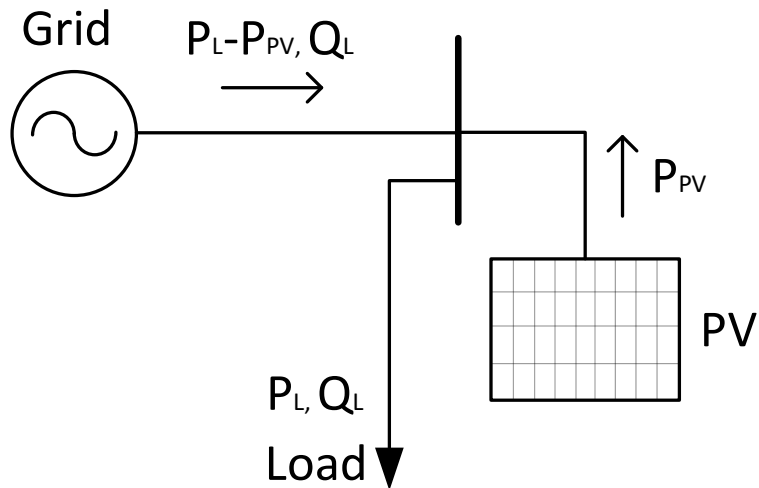


Figura 10. Esquema de distribución de los flujos de potencia activa y reactiva en una red con generación distribuida solar fotovoltaica.

Se aclara que para este análisis la potencia reactiva permanece casi constante ya que hay una pequeña disminución en las pérdidas de potencia reactiva, a pesar de que las cargas permanecen consumiendo la misma potencia reactiva. Estas pérdidas de potencia reactiva se deben a la disminución de la corriente circulante por las líneas debido a la disminución de la potencia activa entregada por la red, esto puede ser analizado en la ecuación (6), donde se muestra que con una disminución de potencia activa se disminuyen las pérdidas de potencia reactiva, pero este valor es tan pequeño en comparación con la variación de la potencia activa, que para este análisis teórico se pudiera considerar despreciable esta reducción en la potencia reactiva entregada por la red

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{V^2} X, (6)$$

Donde, ΔQ son las pérdidas de potencia reactiva por las líneas, P es la potencia activa entregada por la red, Q es la potencia reactiva entregada por la red, V es el voltaje de línea y X es la reactancia inductiva de la línea de distribución.

Entonces, el factor de potencia resultante se puede calcular como se muestra en (7).

$$PF = \cos \left(\tan^{-1} \frac{Q - \Delta Q}{P} \right), (7)$$

En la Figura 11 se muestra la variación en el factor de potencia para distintas compensaciones de potencia activa, considerando además la reducción de pérdidas de

potencia reactiva por cada disminución de la activa en el mismo escenario del sistema IEEE de distribución de 30 barras con una demanda total de la carga de potencias activa y reactiva de 283.4 MW y 126.2 Mvar [46], mientras que en la Figura 12 se puede ver la afectación que sufre el factor de potencia con la incorporación de fuentes de generación fotovoltaica en el mismo escenario del análisis anterior pero con un análisis por pasos de reducción de la potencia activa entregada por la red. El eje x de esta gráfica muestra la potencia entregada por la red, misma que va disminuyendo mientras aumenta la inyección de potencia activa por la generación distribuida, el eje y muestra el factor de potencia visto desde la red. En esta Figura 12 se evidencia la disminución del factor de potencia visto desde la red cuando el operador de red se mantiene despachando a este sistema casi la misma cantidad de potencia reactiva mientras que disminuye el despacho de potencia activa producto de que parte de la potencia activa consumida por la carga es entregada por la generación distribuida.

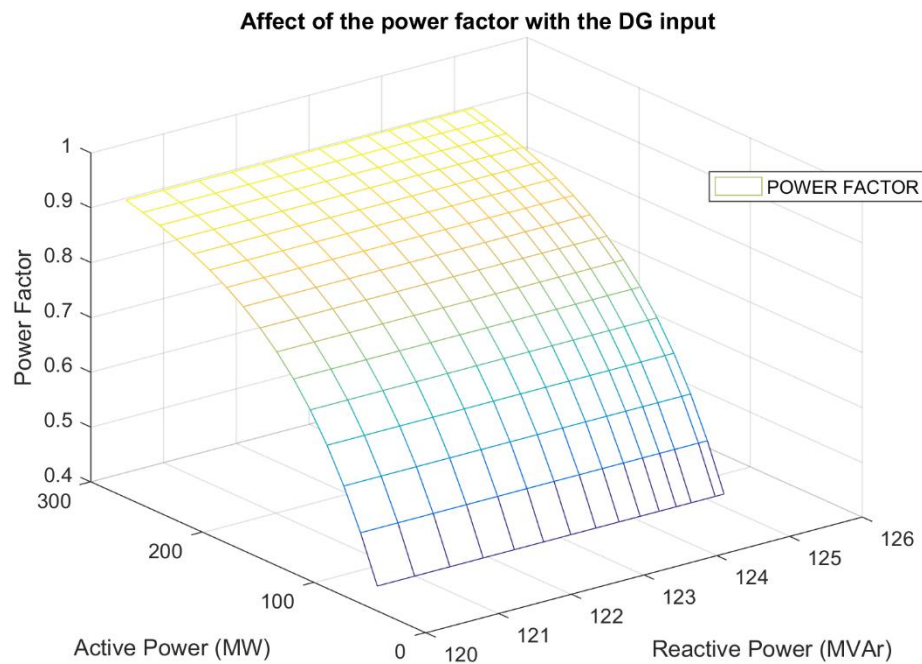


Figura 11: Afectación del factor de potencia con la reducción de la potencia activa entregada por la red, considerando la disminución de las pérdidas de potencia reactiva.

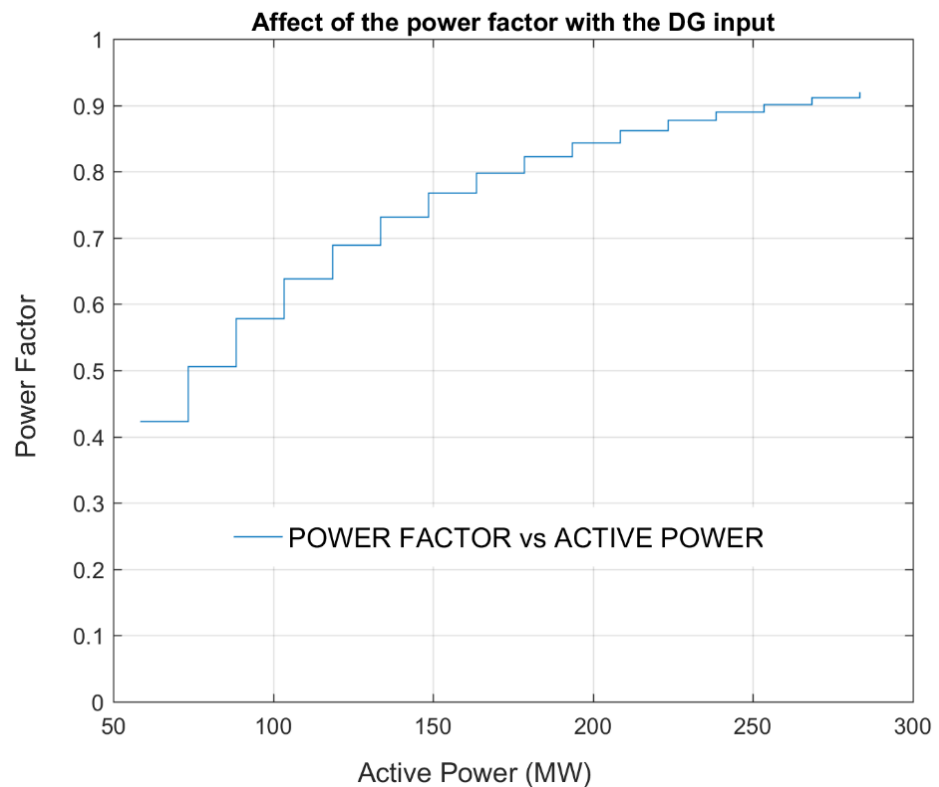


Figura 12: Afectación del factor de potencia considerando distintos pasos de reducción de la potencia activa entregada por la red debido a la incorporación de generación fotovoltaica.

III. Análisis de cargas eléctricas en distribución.

Al considerar el análisis de los flujos de potencia reactiva en redes de distribución en medio voltaje, se debe tomar en cuenta el modelo de pérdidas del transformador de distribución en función de su capacidad y tipo de conexión para el estado de carga que alimenta. La selección óptima de la transformación en la carga final contribuye como un punto adicional al análisis energético en términos de eficiencia para los flujos de potencia en redes de distribución en medio voltaje.

La mayoría de los diseños eléctricos en redes de distribución consideran excesivos crecimientos futuros de las cargas, análisis que conlleva a la instalación de mucha capacidad subutilizada en transformadores de distribución y por ende a elevados niveles de pérdidas en transformación para el estado de carga a alimentar y altos consumos de potencia reactiva para la creación de los campos magnéticos, por tal motivo en esta investigación se analizará la factibilidad de posibles cambios de transformadores buscando minimizar la capacidad ociosa o capacidad subutilizada con el objetivo de disminuir las pérdidas totales de los transformadores, tomando en cuenta que la

disminución de la capacidad ociosa contribuye a minimizar las pérdidas de vacío, pero para el estado de carga real que se mantiene, disminuir capacidad nominal contribuye a elevar la impedancia equivalente de cortocircuito y a aumentar las pérdidas de cortocircuito. El modelo matemático que define este comportamiento en general para cualquier estado de carga será analizado en esta propuesta con el objetivo de encontrar el punto óptimo de operación de los transformadores de distribución ante cualquier estado de carga. Publicado en [121].

Las pérdidas totales de potencia en un transformador de distribución están dadas por la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{total} = \Delta P_{fe} + \Delta P_{cu} * C^2, (8)$$

Dónde:

ΔP_{cu} Son las pérdidas de cortocircuito para plena carga, correspondientes a un índice de carga igual a uno.

C Es el índice de carga del transformador, ya sea este monofásico o trifásico, es la relación entre la corriente o potencia real y la corriente o potencia nominal, esta variable define el estado de carga en el que se encuentra un transformador y viene dada por la ecuación (9).

$$C = \frac{I_{realp}}{I_{nom.p}} = \frac{I_{reals}}{I_{nom.s}} (9)$$

Donde:

I_{real} Es el módulo de la corriente real de carga que está entregando el transformador.

I_{nom} Es el módulo de la corriente a plena carga que puede entregar el transformador, definida por el fabricante.

Los subíndices p y s definen que el cálculo puede ser realizado con valores primarios o secundarios.

La Tabla 2 muestra datos de pérdidas de vacío y cortocircuito para transformadores monofásicos de distribución considerando un índice de carga igual a uno, donde I_o es la corriente de vacío del transformador expresada como porcentaje de la corriente nominal. Tomada de [120].

**Tabla 2. Datos de transformadores monofásicos de 15 kVA a 333 kVA.
Clase: Medio Voltaje (25 kV < V < 34,5 kV).**

Potencia Nominal en kVA	I_0 (% de I_n)	ΔP_{fe} en (W)	ΔP_{cu} en (W)	ΔP_{total} en (W)
15	2,4	141	246	387
25	2,4	185	360	545
37,5	2,0	229	488	717
50	2,0	267	606	863
75	1,9	331	821	1152
100	1,7	386	1019	1405
167	1,6	507	1497	2004
250	1,6	628	2025	2653
333	1,6	732	2510	3242

Al graficar la ecuación (7) para las distintas capacidades nominales mostradas en la tabla 1 y considerando índices de cargas desde $C=0$ hasta $C=1.5$ (hasta el 150 % de las capacidades nominales), se obtienen los siguientes resultados de curvas características de pérdidas que se muestran en la Figura 13 b) y Figura 13 a) muestra la visualización en 3D de las pérdidas totales con el aumento de la capacidad.

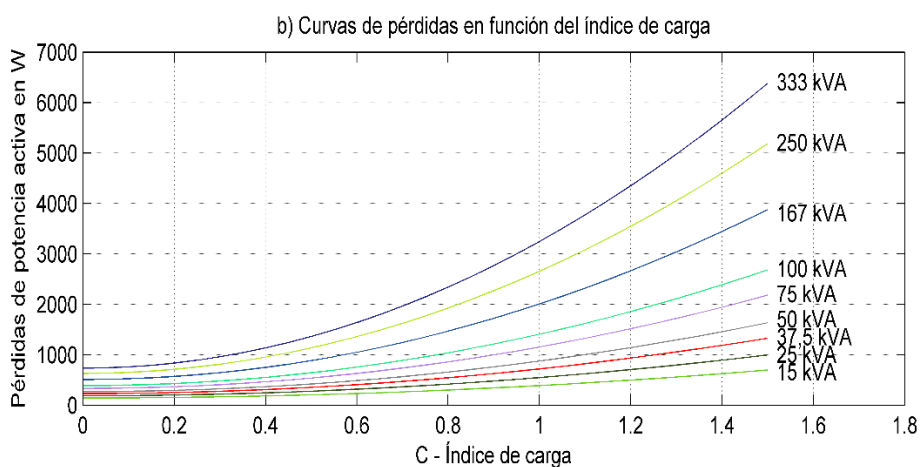
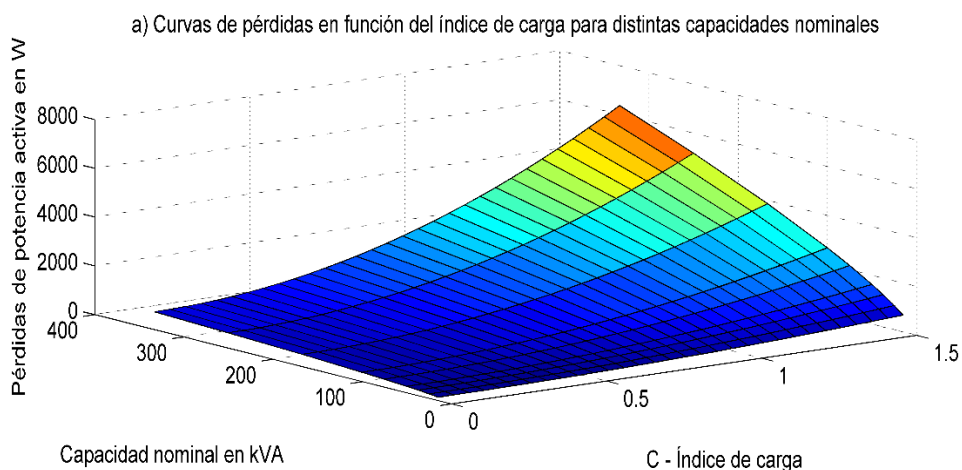


Figura 13. Pérdidas de potencia activa en transformadores monofásicos con capacidades desde 15 kVA hasta 333 kVA en función del índice de carga.

De la Figura 13 b), se deduce que para analizar la factibilidad técnica de sustituir un transformador de mayor capacidad por otro de menor capacidad con el objetivo de minimizar las pérdidas de potencia activa, es necesario moverse de una curva a otra manteniendo paralelismo al eje x (Índices de carga) manteniendo constante el nivel de pérdidas para poder determinar el índice de carga límite a partir de igualar las expresiones de pérdidas de potencia activa de los transformadores a calcular (existente y propuesto) Igualando las expresiones de pérdidas de dos transformadores en análisis se puede obtener el índice de carga límite, que define el mayor estado de carga al que puede llegar el transformador que se va a sustituir para garantizar que las pérdidas en el mismo estado de carga, pero con el nuevo transformador sean menores que las pérdidas en el estado anterior o caso base.

$$\Delta P_{fe1} + \Delta P_{cu1} * C1^2 = \Delta P_{fe2} + \Delta P_{cu2} * C_L^2, (10)$$

Despejando C_L en (10) queda:

$$C_L = \sqrt{\frac{\Delta P_{fe1} - \Delta P_{fe2} + \Delta P_{cu1} * C1^2}{\Delta P_{cu2}}}, (11)$$

Donde:

ΔP_{fe1} Son las pérdidas de vacío para el transformador existente, el cual se desea sustituir por uno de menor capacidad.

ΔP_{fe2} Son las pérdidas de vacío para el transformador de menor capacidad, el propuesto a instalar.

ΔP_{cu1} Son las pérdidas de cortocircuito para el transformador existente, el cual se desea sustituir por uno de menor capacidad.

ΔP_{cu2} Son Pérdidas de cortocircuito para el transformador de menor capacidad, el propuesto a instalar.

$C1$ Es el índice de carga del transformador existente, el cual se desea sustituir por uno de menor capacidad.

C_L Es el índice de carga límite, valor que define el máximo estado de carga permisible para el transformador propuesto a instalar.

Por lo tanto, para poder realizar la sustitución de un transformador por otro se debe cumplir que el índice de carga del nuevo transformador a ser instalado debe ser

menor al índice de carga límite de ese mismo transformador, de no cumplirse esto el cambio de los transformadores implicaría un deterioro de la eficiencia del sistema producto del incremento en las pérdidas por transformación.

Requisito obligatorio para factibilidad técnica de la sustitución:

$$C_2 < C_L, (12)$$

Para realizar el análisis descrito en la sección anterior y poder determinar la factibilidad técnica para la sustitución por la capacidad óptima para un estado de carga determinado y considerando cualquier estado de carga, será implementado el algoritmo de fuerza bruta o búsqueda exhaustiva. Este algoritmo tiene la capacidad de ser muy exacto y de encontrar siempre la solución ya que realiza una exploración del total de soluciones posibles y las compara todas llegando siempre a la solución. El principal problema de este algoritmo es su alto consumo en tiempo de máquina, ya que analiza el total de soluciones posibles, pero para este caso funciona perfectamente ya que el espacio de búsqueda y de comparación es relativamente pequeño. Esto se debe a que las comparaciones serán realizadas en las distintas combinaciones que tienen las capacidades nominales de los transformadores monofásicos. Estas capacidades serán asumidas como una variable discreta y exacta. Para este análisis serán tomados como ejemplo capacidades de transformadores monofásicos, sin embargo, se aclara que el procedimiento realizado es aplicable tanto a transformadores monofásicos como a transformadores trifásicos.

$$Cap = [5 \ 10 \ 15 \ 25 \ 37.5 \ 50 \ 75 \ 100 \ 167 \ 250 \ 333] \text{ kVA}, (13)$$

Como se define en la variable discreta "*Cap*" el espacio de búsqueda contiene 11 elementos, por tanto, la máxima cantidad de iteraciones que podría realizar el algoritmo considerando todas las posibles combinaciones para una capacidad instalada conocida sería de 10 iteraciones, tomando en cuenta la restricción de no comparar con la misma capacidad instalada. El algoritmo comparará los índices de carga límites de todas las capacidades candidatas con respecto a un índice de carga determinado en una capacidad existente y devolverá como resultado la capacidad óptima que cumple con el criterio de mínimo de pérdidas de potencia activa para ese estado de carga, considerando restricciones de sobrecarga y devolviendo una solución no solo para el problema de capacidad ociosa sino también para sustituciones por capacidades superiores debido a sobrecarga. El algoritmo propuesto será mejorado y adaptado al problema real y se desarrolla en el entorno de Matlab con el siguiente pseudocódigo que se muestra en la

Tabla 3:

Tabla 3. Algoritmo de búsqueda exhaustiva mejorado para solución de capacidad nominal óptima para un determinado estado de carga.

ALGORITMO: FUNCIÓN MÍNIMO DE PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA	
Paso 1 Datos de Entrada: (C1 ; Capacidad nominal existente: Capexis; Base de datos de pérdidas por capacidad ; $\Delta P_{totalinicial} = \infty$)	
Paso 2 Salida: (Capacidad nominal a instalar: Capinst; mínimo de pérdidas: $\Delta P_{totalmin}$)	
Paso 3 Verificación de Restricciones:	
Depuración de la cantidad de capacidades candidatas para el cálculo:	
Excluir capacidades por debajo de la capacidad de carga (restricción de sobrecarga)	
Excluir capacidad igual a la comparada (Capexis)	
Paso 4 Calcular el índice de carga límite: C_L	
Para todo $C_{api} \in$ Capacidades candidatas	
Verificar $\{C_2 < C_L\}$; ¿Cumple?	
No: Desechar solución	
Sí: Calcular pérdidas totales para el nuevo transformador	
Si	
$\Delta P_{total} < \Delta P_{totalinicial}$; $\Delta P_{totalinicial} = \Delta P_{total}$	
Fin si	
Fin para todo	
Capinst = Capi	
Paso 5: Retorna: Capinst; $\Delta P_{totalmin}$	

En la Tabla 4 se muestran algunos resultados obtenidos en combinaciones de capacidades pequeñas y para índices de cargas discretos (de 0 a 0,9 en pasos de 0,1).

Tabla 4. Relación de los índices de carga límite con respecto a los diferentes índices de carga en transformadores existentes.

Potencia nominal Existente kVA	Potencia nominal Propuesta kVA	Valores de C_L para C1 igual a:								
		0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9
15	10	0,395	0,441	0,508	0,59	0,681	0,778	0,879	0,983	1,088
25	15	0,487	0,532	0,6	0,683	0,777	0,879	0,985	1,095	1,208
25	10	0,669	0,712	0,778	0,862	0,959	1,066	1,179	1,298	1,421
37.5	25	0,294	0,358	0,444	0,542	0,647	0,755	0,866	0,978	1,092
37.5	15	0,595	0,646	0,723	0,819	0,928	1,046	1,17	1,298	1,429
50	37.5	0,324	0,38	0,458	0,548	0,646	0,749	0,855	0,962	1,071
50	25	0,467	0,522	0,602	0,699	0,806	0,921	1,04	1,163	1,288
75	50	0,291	0,357	0,445	0,545	0,651	0,761	0,874	0,998	1,103
75	37,5	0,45	0,508	0,592	0,692	0,803	0,921	1,043	1,168	1,295
100	75	0,291	0,353	0,437	0,533	0,635	0,741	0,85	0,96	1,071
100	50	0,436	0,497	0,584	0,687	0,801	0,921	1,045	1,172	1,301

La Tabla 4 nos permite establecer algunas comparaciones importantes para pérdidas totales entre dos capacidades nominales de transformadores para un nivel de carga determinado. El análisis de factibilidad del cambio se realiza de la siguiente manera. Se identifica la fila donde se encuentran las capacidades nominales a comparar y se ubica

la columna correspondiente al índice de carga del transformador a analizar (transformador existente: C1). En esta coordenada de fila y columna se encuentra el valor del índice de carga límite (C_L) a ser comparado con el nuevo índice de carga (C2) al que estaría expuesto el transformador propuesto a sustituir (transformador de menor capacidad) para el mismo estado de carga. Si se cumple la ecuación (12), entonces es factible realizar la sustitución de los transformadores debido a que el nuevo transformador con menor capacidad estaría trabajando con mayor eficiencia que el transformador de mayor capacidad, para el mismo estado de carga. El análisis propuesto es válido tanto para transformadores monofásicos como para transformadores trifásicos, sin embargo, en esta investigación los resultados fueron centrados en transformadores monofásicos por accesibilidad a datos técnicos de casos reales.

Otra consideración importante, que se debe tomar en cuenta con respecto a las cargas al momento de seleccionar la capacidad de compensación reactiva a instalar, es la Resonancia (serie o paralelo) que pueda tener el sistema en presencia de cargas no lineales. El peligro de resonancia siempre existe para una determinada frecuencia en sistemas eléctricos con configuraciones de compensación capacitiva (C) y cargas no lineales (RL), por tal razón debe ser determinada esta frecuencia de resonancia y ser filtrada dentro del espectro armónico producido por las cargas no lineales, medida que contribuye además a la reducción del THD de voltaje, eliminando este armónico particular. Esta acción es poco considerada durante la planeación de la compensación de potencia reactiva y ha dado lugar a grandes problemas eléctricos en el mundo entero. La resonancia en los sistemas eléctricos de potencia puede ocasionar sobrevoltajes que ponen en alto riesgo la operación del sistema y la vida útil de los dispositivos que lo componen [45,122,123].

IV. Resonancia Eléctrica (Efecto de la compensación de reactivos con capacitores en presencia de cargas no lineales).

La resonancia eléctrica durante la compensación de potencia reactiva mediante inyección capacitiva ocurre cuando sus dos componentes reactivos (capacitivo de compensación e inductivo de la carga) se anulan entre sí ($X_L = X_C$) y esto sucede a una

determinada frecuencia llamada frecuencia de resonancia y que puede ser calculada como:

$$fr = \frac{wr}{2\pi} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}, \quad (14)$$

Donde:

wr , es la frecuencia de resonancia en radianes.

L , es la inductancia de la carga en Henrios.

C , es la capacitancia de compensación en Faradios

De esta ecuación se puede calcular el comportamiento de las impedancias de carga (serie y paralelo), evidenciándose que la impedancia en paralelo se hace muy alta en la frecuencia de resonancia.

Cálculo de la impedancia de carga en la Resonancia serie:

$$Zs = R + j(Xl - Xc) = R, \quad (15)$$

Cálculo de la impedancia de carga en la Resonancia paralelo:

$$Zp = R + \frac{jwL \cdot \frac{j}{wC}}{jwL + \frac{j}{wC}} = R + j \frac{wL}{1-w^2LC}, \quad (16)$$

La combinación no lineal e inductiva representa la condición de resonancia paralelo, la cual provoca una elevada distorsión en los voltajes y sobre corrientes en los capacitores. En la Figura 14 se muestra el comportamiento de un sistema, a modo de ejemplo, con carga ($R = 5 \Omega, L = 0.1H$) y compensación capacitiva de $C = 0.001 F$. A continuación, en la Figura 14 se detalla la característica Impedancia – Frecuencia donde se puede verificar la frecuencia de resonancia y el comportamiento de las impedancias de carga en un espectro amplio de frecuencia.

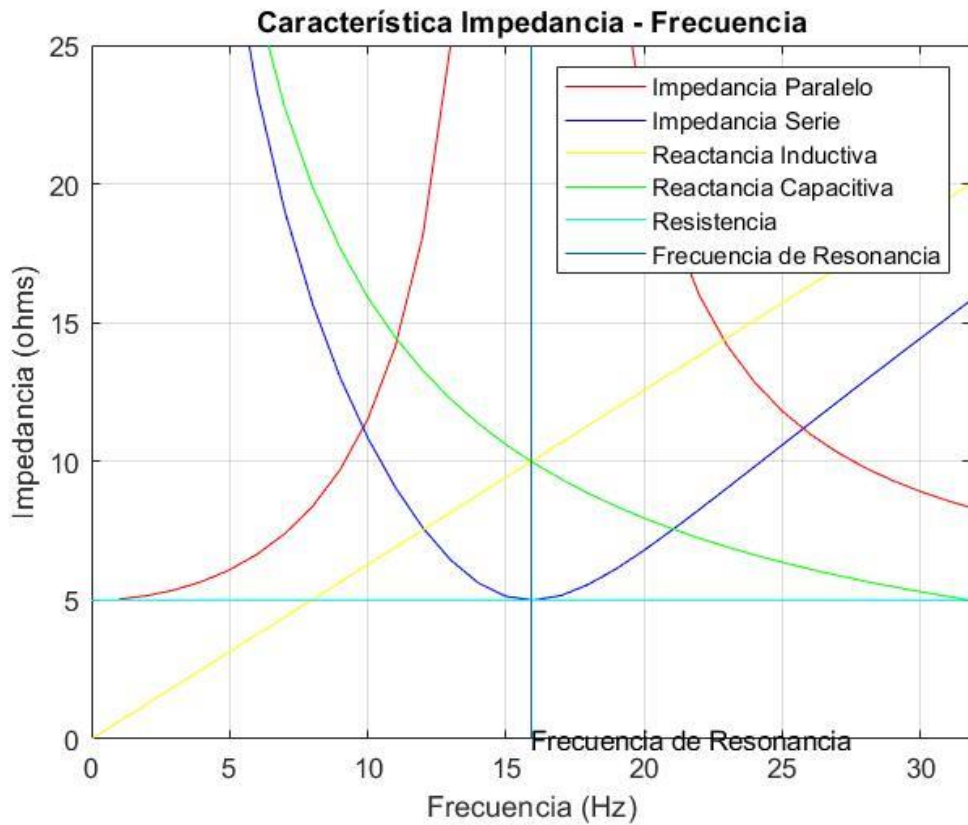


Figura 14. Característica Impedancia – Frecuencia

V. Efecto de los armónicos sobre el factor de potencia.

Otro efecto de las cargas no lineales que amerita especial atención en el análisis de las variables de calidad y eficiencia es la incidencia de los armónicos sobre el factor de potencia. La distorsión armónica producida por cargas no lineales causa un empeoramiento del factor de potencia que debe ser considerado. Este efecto es analizado como una tercera dimensión de potencia (D) dentro del triángulo de potencia convencional. En la siguiente Figura 15 se muestra la comparación de los ángulos de factor de potencia ante cargas con iguales características de potencia, pero en el caso 1 no se tiene cargas no lineales, mientras que en el caso 2 existe distorsión armónica.

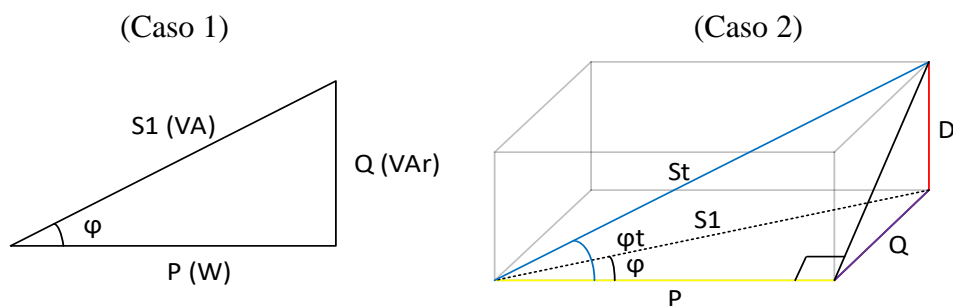


Figura 15. Efecto de la potencia de distorsión armónica.

La tercera dimensión de potencia de distorsión (D) provoca un incremento en el consumo de potencia reactiva por parte de la carga, manteniéndose constante la potencia activa consumida. Debido a esto existirá un crecimiento de la potencia aparente total que consume la carga al establecer la comparación entre cargas lineales y no lineales. Con este incremento de (St) manteniéndose constante la (P) al aparecer la distorsión, el ángulo del factor de potencia aumentaría provocando un deterioro del factor de potencia ($\cos(\varphi)$). Esto se puede describir matemáticamente mediante los conceptos del factor de potencia de distorsión y factor de potencia de desplazamiento.

$$fp = \cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{V \cdot I_1 \cdot \cos\varphi}{V \cdot I} = \frac{I_1 \cdot \cos\varphi}{I} = k * \cos\varphi = fp(dist) * fp(desplazamiento), (17)$$

En cargas no lineales:

$$S = V * I = V(I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n), (18)$$

Donde: I_1, I_2, I_3, I_n , son las corrientes fasoriales para cada armónico n

$$\frac{I_1}{I} = k = fp(dist) \text{ (Factor de potencia de distorsión)}, (19)$$

$$fp(dist) = \frac{fp}{fp(desplazamiento)} = \frac{I_1}{I} = \frac{I_1}{I_1 \cdot \sqrt{(1 + THDi\%^2)}} = \frac{1}{\sqrt{(1 + THDi\%^2)}}, (20)$$

En la Figura 16 se puede evidenciar de forma general qué sucede con el factor de potencia en una carga que funciona con $f.p. = 0.9$ al incrementarse la distorsión armónica. El análisis se encuentra realizado con valores porcentuales del THD de voltaje desde 0 % hasta 100 %.

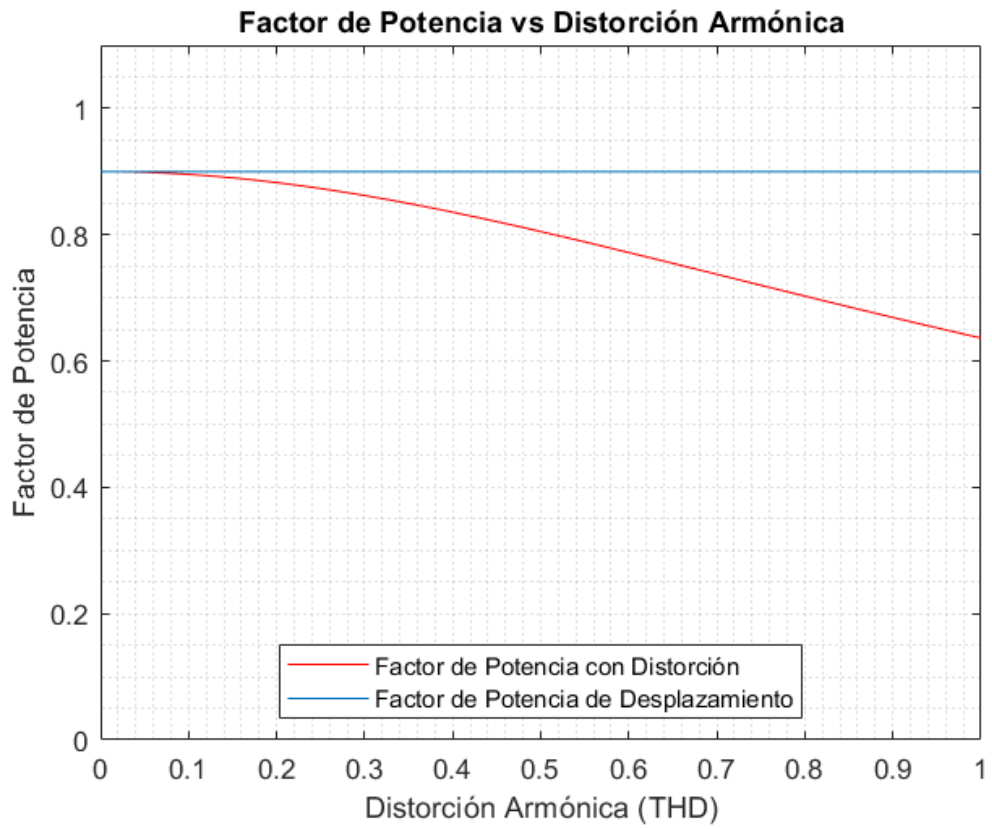


Figura 16. Análisis del factor de potencia en presencia de distorsión armónica.

CAPÍTULO 3 METODOLOGÍA.

En este capítulo se define la metodología algorítmica y matemática que se emplea para la solución de la compensación de potencia reactiva como un modelo de optimización multicriterio.

MODELO MATEMÁTICO.

I. Planteamiento Matemático:

La compensación de potencia reactiva ha sido analizada principalmente como un problema de optimización restringido a mejorar el resultado de un solo objetivo, lo cual proporcionaría una única solución óptima con un enfoque prioritario basado en la adecuada selección de capacidad y ubicación de bancos de condensadores, sin embargo, en este problema existen múltiples variables que tienen un peso importante dentro de la solución. La búsqueda de una solución enfocada en el mejoramiento de una única variable podría deparar en resultados inviables, con conflictos o no deseados en el desempeño de las demás variables del sistema, como ya se demostró en el capítulo anterior. Para este estudio se define la función objetivo como una combinación lineal de varios factores, como son los costos de inversión, mejoramiento del factor de potencia y reducción de las pérdidas de energía en distribución, sujeto a limitaciones operativas como la confiabilidad y estabilidad en los perfiles de voltaje.

Como modelo de optimización se plantea una técnica multicriterio discreta basada en decisión por sumas ponderadas, que hace referencia al análisis de un conjunto de n variables de decisión en un sistema de distribución con un conjunto de funciones objetivo k para la optimización, y un conjunto de restricciones s [50]. Las funciones objetivo y restricciones son funciones de las variables de decisión.

Esto se puede expresar como:

$$F(x) = [F_1(x), F_2(x), \dots, F_k(x)], \quad (21)$$

$$e(x) = [e_1(x), e_2(x), \dots, e_s(x)] \geq 0, \quad (22)$$

$$\text{Donde } x = [x_1, x_2, \dots, x_n] \in X, \quad (23)$$

$$X^* = \min \{F(x) \in x_{pond}\}, \quad (24)$$

x se conoce como el vector de decisión mientras que X^* será el vector solución. La matriz X de todos los resultados denota el espacio factible de decisión y X^* define el vector de solución óptima (minimización para este ejemplo) según los impactos de cada

criterio con análisis ponderados de los vectores x . En este caso la optimización podría significar minimizar o maximizar las variables en función de los objetivos deseados. El conjunto de restricciones $e(x) \geq 0$ determina el conjunto de soluciones factibles para X , y el conjunto de vectores de objetivos factibles x . De aquí, se puede deducir que el conjunto de las soluciones produce un vector de solución óptima X^* , donde todas las x deben satisfacer el conjunto de restricciones $e(x) \geq 0$. El problema de optimización consiste en encontrar la x que tiene la "mejor" $F(x)$.

Para la implementación de esta técnica se debe determinar de manera precisa los criterios de decisión y sus escalas de medidas cuantificables, para la construcción del conjunto elegible, conformado por las alternativas con sus evaluaciones para cada criterio, los criterios deben ser todos del mismo tipo, ya sean estos cualitativos o cuantitativos. Finalmente se establece la matriz de decisión para elegir la solución óptima.

La Figura 17 muestra visualmente el modelo de optimización para múltiples funciones objetivos, donde se puede apreciar que las mejores soluciones individuales son las próximas a la línea general de tendencia óptima. Este concepto está asociado al óptimo de Pareto que busca la mejor solución, definida por un estado, donde mejorar más un criterio ya supone la degradación o perjuicio de otro criterio. Este es un concepto muy utilizado en problemas como este donde existen variables con conflicto de intereses [124].

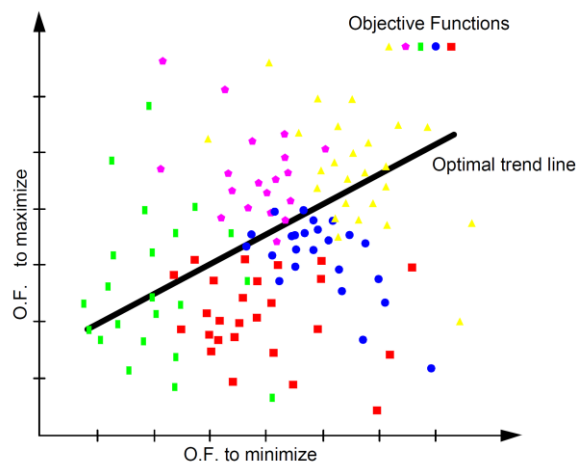


Figura 17: Representación gráfica del modelo de optimización para múltiples funciones objetivos (criterios).

De manera general, no hay una mejor solución, sino un conjunto de soluciones, donde ninguna de ellas puede considerarse mejor que las otras, si el fin deseado es que

todos los objetivos sean considerados al mismo tiempo. Esto se debe a que podrían existir conflictos entre los distintos objetivos que componen el problema de optimización ya que son varios y de distintos tipos los criterios con los que se intenta observar para definir alternativas simultaneas de decisión.

La mayoría de los autores que han tratado el tema de optimización de los flujos de potencia reactiva han centrado su análisis en problemas de optimización con una sola función objetivo, sin embargo, en la revisión bibliográfica realizada se ha demostrado que este es un problema mucho más complejo en el cual que se debe analizar la incidencia de todas las variables y se deben considerar escenarios reales actuales con puntos de generación de activa. En este problema matemático, como en la mayoría de los problemas de optimización con varias funciones objetivos, existen algunas variables que en función de sus objetivos pueden entrar en conflicto en la búsqueda de la solución óptima. Otro problema que debe ser considerado dentro del análisis de compensación de reactivo es la verificación del funcionamiento operativo del sistema en demanda mínima con la inyección de reactivo propuesta para demanda máxima. En muchas ocasiones se proponen compensaciones de reactivo con potencias cercanas a los valores totales de los consumos de reactivo en máxima demanda y esto también puede deparar en estados operativos no deseados de los sistemas eléctricos de potencia.

II. Análisis de las funciones objetivos (Criterios):

Para la formulación matemática de cada una de las funciones objetivos que se muestra a continuación se tomarán en cuenta algunas restricciones generales:

- 1- El costo de los dispositivos compensadores será el mismo en todos los nodos del sistema de análisis.
- 2- Se modelará la carga como potencia constante, analizando las variables de manera discreta y entera para cada nodo del sistema en los dos peores escenarios donde la demanda es máxima y mínima.

FO1: Costo de los dispositivos compensadores de potencia reactiva.

La optimización de costos está formulada para dar una respuesta económicamente factible a varias funciones objetivos y de esta manera determinar la selección y ubicación

de dispositivos compensadores a un mínimo costo, si esta función objetivo no se tomara en cuenta se obtendría un resultado trivial para la compensación de potencia reactiva, donde la respuesta al problema planteado sería la ubicación de un dispositivo compensador en cada nodo de carga que demande potencia reactiva. Esta función objetivo encuentra un equilibrio entre el requerimiento de costo mínimo y la compensación necesaria en el sistema planteado.

$$FO1 = \sum_{i=1}^n C|Qi| \geq 0 \quad [42], [43], (25)$$

Donde:

C es el costo por kvar instalado en el dispositivo compensador. Este valor considera el costo del dispositivo, costos de instalación y costos de mantenimiento.

Qi es el valor de la compensación en kvar en el nodo i .

n es el número de nodos del sistema.

La FO1 está sujeta a las siguientes restricciones:

$$C = \begin{cases} a & \text{si } 0 \leq Qi \leq Qm \\ b & \text{si } -Qm \leq Qi \leq 0 \end{cases} \quad [42], \text{ donde } Qm \text{ es el valor absoluto en kvar de la mayor}$$

compensación posible en un nodo y (a, b) es el costo por kvar del dispositivo compensador.

- 1- $FO1 < \text{máx}\{FO1\}$, donde $FO1$ es el costo de inversión requerido para la optimización y $\text{máx}\{FO1\}$ es el costo total de inversión para la compensación total del sistema (solución trivial al problema).

$FO1$ es una función a minimizar.

FO2: Minimización de las pérdidas de potencia activa.

Reducir las pérdidas en líneas, como consecuencia del efecto Joule por la circulación de corrientes (flujos de potencia) a través de la resistencia de la línea.

$$FO2 = \sum_{i=1}^n (Pgi) - \sum_{i=1}^n (Pci) \geq 0, \quad [42,43], (26)$$

Donde Pgi es la potencia activa generada en el nodo i en kW y Pci es la potencia activa en kW demandada por cada carga en el nodo i que se encuentra conectada, siendo $FO2$ las pérdidas totales en activa que se tienen en el sistema en kW.

$FO2$ es una función a minimizar.

FO3: Mejoramiento del Factor de Potencia (F.P.).

En la actualidad las definiciones de factor de potencia han sido adaptadas por los conceptos de calidad requerida para las industrias. Definir el factor de potencia de manera exacta es de suma importancia ya que a los clientes de empresas de servicios públicos de suministro de energía les facturan penalizaciones por consumos de energía reactiva. Factores de potencia por debajo de la unidad requieren un incremento del suministro de energía para generar más intensidad y potencia. Por lo tanto, todos los componentes del sistema, tales como generadores, transformadores y conductores se deben aumentar en tamaño y además se incrementa el costo para transportar la potencia extra demandada por estos consumidores. Este fenómeno también aumenta las pérdidas en la generación, transmisión y distribución de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) [125]-[123]. Esta variable será verificada que se mantenga en límites inductivos.

$$FO3 = \phi = \tan^{-1} \frac{\sum_{i=1}^n Q_{ci}}{\sum_{i=1}^n P_{ci}} \quad (27)$$

Donde:

ϕ es el ángulo del factor de potencia del sistema.

P_{ci} es la potencia activa en kW demandada por cada carga en el nodo i .

Q_{ci} es la potencia reactiva en kvar demandada por cada carga en el nodo i .

$FO3$ es una función a minimizar.

FO4, FO5: Funciones objetivas asociadas al mejoramiento de los perfiles de voltaje.

El objetivo fundamental que debe cumplir un sistema de potencia es satisfacer los requerimientos de la demanda y de la energía para los clientes con continuidad y calidad del suministro eléctrico. Para lograr este fin es de vital importancia mejorar la calidad del sistema cumpliendo con las normativas técnicas establecidas. La mejora de la calidad del sistema conduce a las ventas crecientes de electricidad, que representan un beneficio para las utilidades de las empresas distribuidoras [126]. Se consideran dos elementos principales que identifican la calidad del servicio y que además afectan directamente a la operación del sistema, a los ingresos de servicios públicos y también a la satisfacción del cliente. El mejoramiento del perfil de voltaje y la minimización de pérdidas en redes de distribución son los aspectos fundamentales en las compensaciones de reactivos debido a su alto impacto e incidencia en la operación de las redes [126–128].

FO4: Desviación promedio del voltaje en el sistema.

La desviación promedio del voltaje representa una medida de la variación de voltaje no deseada en un Sistema Eléctrico de Potencia, disminuir esta cantidad contribuye al mejoramiento de los perfiles de voltaje.

$$FO4 = \frac{\sum_{i=1}^n |V_{di} - V_i|}{n} \geq 0 \quad [42],[39], (28)$$

Donde:

n es la cantidad de nodos del sistema

V_i es el voltaje en la barra i en P.U. (por unidad)

V_{di} es el voltaje deseado en la barra i en P.U.

$FO4$ es una función a minimizar.

FO5: Valor máximo de desviación del voltaje.

Esta función representa la máxima desviación de voltaje que puede existir en el sistema a analizar. Esta define el valor absoluto de la diferencia entre el valor nominal deseado de voltaje y el valor dentro del perfil que se encuentra más alejado de la condición deseada.

$$FO5 = \max_{1 \leq i \leq n} (|V_{di} - V_i|) \geq 0 \quad [42],[39], (29)$$

Donde:

n es la cantidad de nodos del sistema

V_i es el voltaje en la barra i en P.U. (por unidad)

V_{di} es el voltaje deseado en la barra i en P.U.

$FO5$ es una función a minimizar.

FO6: Índice de distorsión armónica total (THD) de voltaje.

Entre los dispositivos compensadores estáticos de potencia reactiva basados en electrónica de potencia se destacan los SVC, los cuales contienen pasos de capacitancia en paralelo expresados en sus reactancias, ambas programadas por un sistema de control automático que decide si el SVC debe comportarse como generador de reactivos y elevar el voltaje del sistema o comportarse como carga y absorber reactivos de la red estabilizando los niveles de voltaje a parámetros establecidos. Figura 18 muestra un ejemplo de la configuración explicada para un SVC.

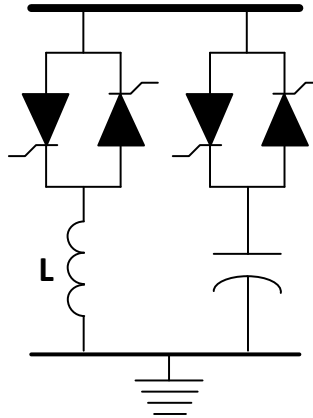


Figura 18. Configuración esquemática del SVC.

La relación no lineal de estos dispositivos, a pesar de su auto filtrado, debe ser tomada en cuenta en el análisis global del problema de compensación de potencia reactiva, ya que es una variable que entra en conflicto con el propósito de optimización de los flujos de potencia reactiva. Se debe procurar que los límites de distorsión armónica total de corriente y voltaje no superen los valores establecidos por las normas de calidad de energía[23,41,101].

$$FO6 = THDi\% = 100 * \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^H (V_{i,h})^2}}{V_{i,1}}, [23,41,101], (30)$$

Donde:

$V_{i,h}$ es la componente de tensión correspondiente al armónico h en el nodo i .

$V_{i,1}$ es la componente fundamental de la tensión (1er armónico) en el nodo i

H es el máximo orden de armónico a tomar en cuenta en el cálculo.

$FO6$ es una función a minimizar.

Las funciones objetivos 5 y 6 serán consideradas según normas colombianas dadas en resoluciones CREG [129]:

$$0.9 \leq V_i \leq 1.1$$

$$THDV \text{ máx} \leq 5\%$$

Las funciones objetivas propuestas, fueron ajustadas de manera tal que todas apliquen al problema de optimización como una función a minimizar, para poder formar el vector de decisión que sería un vector a minimizar para resolver el problema de optimización propuesto, quedando de la siguiente manera:

$$\text{Minimizar } F = [FO1, FO2, FO3, FO4, FO5, FO6], (31)$$

Donde $F01, F02, F03, F04, F05, F06$ son cada una de las funciones objetivos que fueron definidas anteriormente.

Para poder obtener un resultado en función del dimensionamiento y ubicación del dispositivo compensador es necesario establecer la matriz de decisión como se muestra en la ecuación (32). Las n columnas de esta matriz de decisión muestran las alternativas elegibles de todas las opciones de compensación analizadas que cumplen los criterios de ser diferentes, excluyentes y exhaustivas y que definen los distintos dimensionamientos y ubicaciones de los dispositivos compensadores en los diferentes nodos del sistema y las m filas muestran los criterios cuantitativos que están definidos por las variables analizadas como funciones objetivas. De acuerdo con los criterios de decisión establecidos se selecciona la opción óptima desechando en primera instancia todas las soluciones que sean inferiores a otra cualquiera mediante el criterio de dominancia que es aplicado dentro del algoritmo. Además, son eliminadas todas las soluciones donde al menos uno de los criterios no cumple con las restricciones establecidas como límites para estas variables, que ya fueron definidas previamente.

$$X = \begin{matrix} & \begin{matrix} \text{Alternativas Elegibles} \\ X11 & X12 & X13 & X14 & X15 & \dots & X1n \\ X21 & X22 & X23 & X24 & X25 & \dots & X2n \\ X31 & X32 & X33 & X34 & X35 & \dots & X3n \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ Xi1 & Xi2 & Xi3 & Xi4 & Xi5 & \dots & Xin \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ Xm1 & Xm2 & Xm3 & Xm4 & Xm5 & \dots & Xmn \end{matrix} & \begin{matrix} \\ \\ \\ \\ \\ \\ \\ \\ \\ \end{matrix} \\ \end{matrix} \quad (32) \quad \begin{matrix} \text{Criterios (FO)} \\ \\ \\ \\ \\ \\ \\ \\ \\ \end{matrix}$$

La solución a este problema de optimización consiste en encontrar el mejor vector columna X del conjunto de opciones elegibles, determinado por los criterios de decisión establecidos por los vectores de solución factible.

Los resultados de cada criterio en cada alternativa pueden ser normalizados mediante métodos estadísticos de normalización, en este caso se propone la normalización por rango (método del valor mínimo y máximo (MM)) como se muestra en (33).

$$X_{iNorm} = \frac{X_i - X_{min}}{X_{max} - X_{min}}, \quad (33)$$

Para la selección de la alternativa ganadora se propone el método CRITIC [130], basado en las sumas ponderadas de las soluciones de las variables en cada alternativa o escenario de estudio. El método CRITIC define una valoración para establecer ponderaciones (peso) a cada uno de los criterios de decisión, y se puede calcular como se muestra en (34).

$$W_i = S_i \sum (1 - r_{ij}), \quad (34)$$

Donde:

W_i es la ponderación del criterio i .

S_i es la desviación estándar de los datos de alternativas para el criterio i .

r_{ij} es el coeficiente de correlación entre la fila i y la columna j .

El vector solución elegido como óptimo muestra la alternativa ganadora definida por una ubicación y dimensionamiento de los dispositivos compensadores que determinan una nueva distribución óptima de los flujos de potencia reactiva de manera que se logre el mejoramiento conjunto de las variables analizadas. La selección del dimensionamiento de los dispositivos compensadores está propuesta como una variable discreta con las capacidades nominales reales en función del tipo de dispositivo seleccionado para el estudio. Finalmente, el vector de decisión es obtenido mediante las sumas ponderadas de cada alternativa, esto se logra multiplicando el resultado de cada criterio dentro de una alternativa por la ponderación de ese criterio y luego sumando estos resultados. Como todas las variables cumplen con criterios deseados de minimización se elegirá como alternativa ganadora la que contenga el valor mínimo dentro del vector resultante de las sumas ponderadas, este cálculo se muestra en (35).

$$Pond_i = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n (W_i * X_{ij}), \quad (35)$$

Dentro del algoritmo se propone una herramienta de cálculo adicional donde el usuario puede definir un peso (ponderación) para cada variable y que la decisión esté condicionada a esta elección definida por intervención humana si es que así se prefiriera.

Para la aplicación de esta técnica se deben determinar de manera precisa los criterios de decisión y sus escalas de medidas cuantificables. Para la construcción del conjunto elegible se deben evaluar las alternativas con sus ponderaciones para cada criterio, ya sean estos cualitativos o cuantitativos. Como último paso se establece la matriz de decisión para elegir la solución óptima, la cual contiene los criterios de decisión para todo el espacio de búsqueda analizado. En este caso de estudio y por tratarse de un sistema

relativamente pequeño se implementará la técnica de búsqueda mediante un algoritmo de Búsqueda Exhaustiva. Luego de la obtención de la matriz de decisión las soluciones serán analizadas por dominancia eliminando toda solución que sea peor en todas sus variables que cualquier otra solución. Para la decisión multicriterio de la mejor alternativa de ubicación y dimensionamiento de los dispositivos compensadores se utiliza la técnica de las sumas ponderadas considerando pesos para cada una de las variables.

La Tabla 5 muestra la descripción de las variables usadas en el Algoritmo de Búsqueda Exhaustiva.

Tabla 5. Variables del Algoritmo de Búsqueda Exhaustiva.

Simbología	Variable
n	Número de la barra
Phase	Número de fases
Candidate_bus	Número de barras candidatas de la Micorred
Capacitor	Vector de capacitancias
Comp ₆ . . . Comp _n	Variable de selección del capacitor en la barra <i>n</i> .
Iterations	Número de interacciones a realizar.
VoltageLL _{pu_abc}	Datos de voltajes por fase.
PF _{abc_n_PCC}	Datos del factor de potencia por fase en el PCC para las interacciones en la barra <i>n</i> .
Power_Losse_Total _n	Datos de pérdidas totales para las interacciones en <i>n</i> .
DPVS _n	Desviación de voltaje promedio
DVmax _n	Desviación máxima de voltaje

Estas variables mencionadas en la Tabla 5 son empleadas en un algoritmo de Búsqueda Exhaustiva para garantizar las simulaciones de los flujos de potencias en todo el escenario de estudio (6 barras candidatas y en cada una de ellas se simulan 14 compensaciones capacitivas). Este algoritmo de Búsqueda Exhaustiva es mostrado en la Tabla 6 y su diagrama de se puede visualizar en la Figura 19.

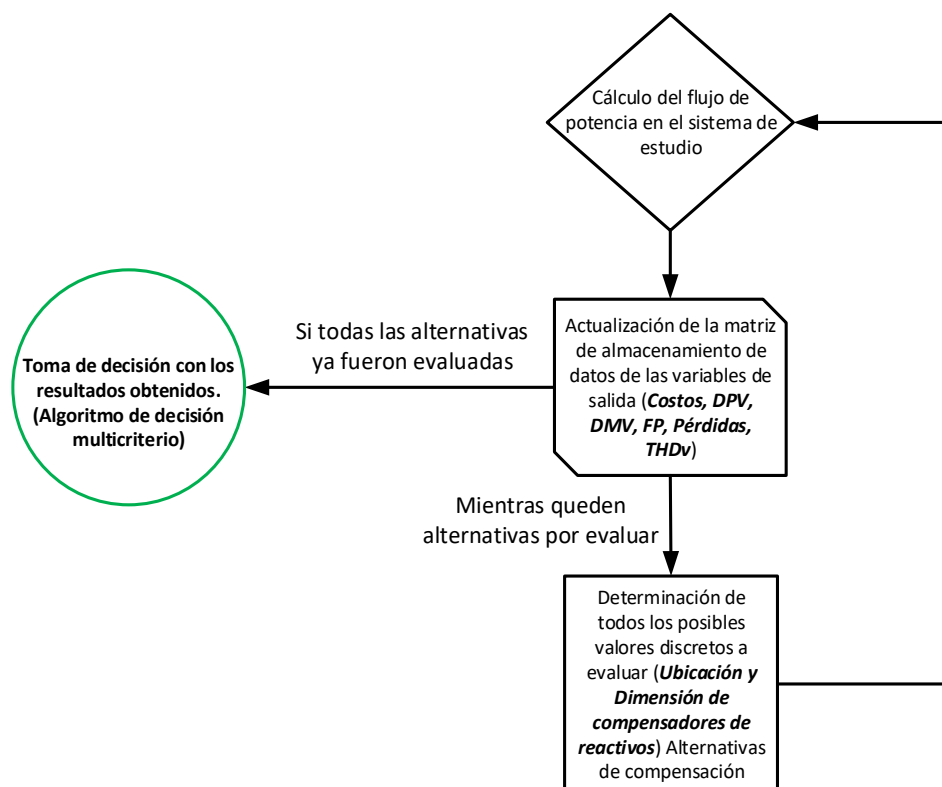


Figura 19. Diagrama de flujo para el algoritmo de búsqueda Exhaustiva en el problema de compensación de potencias reactivas.

Tabla 6. Algoritmo de Búsqueda Exhaustiva (Fuerza Bruta) aplicado a la simulación de los flujos de potencia.

Algorithm 1: Búsqueda Exhaustiva mejorado para las n barras.

Step 1: **Input:** $\{n, Candidate_bus, Capacitor\} \in N$;
 Step 2: **Output:** $\{PF_abc_n_PCC, Power_Losse_Total_n, DPVS_n, DVmax_n\} \in R$;
 Step 3: **Initialize:** $Capacitor = [100e3:100e3:2000e3]$; $Comp_6 = 0$; $Comp_9 = 0$; **hasta** $Comp_n = 0$; $Phase = 3$;
 Step 4: **Para todo** $i = 1$ **hasta** $Candidate_bus$
 Si $i = 1$ **entonces**
 $n = 6$;
 $Comp_i = 1$; $Comp_i+1$ **hasta** $Comp_n = 0$;
 Step 5: **Para todo** $j = 1$ **hasta** $tamaño (Capacitor)$
 $Qc_Cap = Capacitor (j)$;
 Ejecutar el modelo (HMG Simulink model);
 Leer los DATOS;
Calcular el promedio de $VoltageLL_pu_abc_i$, $PF_abc_n_PCC_i$ **y** $Power_Losse_Total_i$;
 Calcular de $DPVS_i$ **y** $DVmax_i$
Guardar $VoltageLL_pu_abc_i$; $PF_abc_i_PCC$; $Power_Losse_Total_i$ **y** $PF_abc_i_PCC$;
 Step 6: **Fin para todo**
 Step 7: **SinoSi** $i = 2$ **entonces**:
 $n = 9$; $Comp_i = 1$; $Comp_i - 1$ **hasta** $Comp_n = 0$; **Repetir pasos: 5 al 6**;
 SinoSi $i = 3$ **entonces**
 $n = 10$; $Comp_i = 1$; $Comp_i - 2$ **hasta** $Comp_n = 0$; **Repetir pasos: 5 al 6**;
 SinoSi $i = 4$ **entonces**
 $n = 11$; $Comp_i = 1$; $Comp_i - 3$ **hasta** $Comp_n = 0$; **Repetir pasos: 5 al 6**;
 SinoSi $i = 5$ **entonces**
 $n = 12$; $Comp_i = 1$; $Comp_i - 4$ **hasta** $Comp_n = 0$; **Repetir pasos: 5 al 6**;
 SinoSi $i = 6$ **entonces**
 $n = 14$; $Comp_i = 1$; $Comp_i - 5$ **hasta** $Comp_n - 1 = 0$; **Repetir pasos: 5 al 6**;
 Fin si; **Fin para todo**;
 Step 8: $VoltageLL_pu_abc_n = [VoltageLL_pu_abc_1, VoltageLL_pu_abc_2, \dots$

Algorithm 1: Búsqueda Exhaustiva mejorado para las n barras.

$VoltageLL_pu_abc_i$];
 $PF_abc_n_PCC = [PF_abc_1_PCC, PF_abc_2_PCC, \dots, PF_abc_i_PCC]$;
 $Power_Losse_Total_n = [Power_Losse_Total_1, Power_Losse_Total_2, \dots, Power_Losse_Total_i]$;
 $PF_abc_n_PCC = [PF_abc_1_PCC, PF_abc_2_PCC, \dots, PF_abc_i_PCC]$;
Step 9: **Return:** $VoltageLL_pu_abc_n$; $PF_abc_n_PCC$; $Power_Losse_Total_n$ y $PF_abc_n_PCC$;

La Tabla 7 muestra la descripción de las variables empleadas en el Algoritmo de Decisión Multicriterio.

Tabla 7. Variables del Algoritmo de Decisión Multicriterio.

Simbología	Variable
win_case	Caso ganador
N	Número de observaciones
$DPVS$	Desviación promedio de voltaje en el sistema
$DVmax$	Desviación máxima de voltaje en el sistema
$Power_Losse_Total$	Pérdidas totales de potencia activa
$angle$	Ángulo del factor de potencia
$THDv$	Distorsión Armónica Total del sistema
$Cost$	Costos de compensación de potencia reactiva
$DPVS_Pond$	Ponderación de la desviación promedio de voltaje
$DVmax_Pond$	Ponderación de la desviación máxima de voltaje
$Power_Losse_Total_Pond$	Ponderación de las pérdidas totales en el sistema
$angle_Pond$	Ponderación del ángulo del factor de potencia
$THDv_Pond$	Ponderación de la Distorsión Armónica Total
$Cost_Pond$	Ponderación del costo de compensación

La Tabla 8 muestra el Algoritmo de Decisión Multicriterio.

Tabla 8. Algoritmo de Decisión Multicriterio.

Algorithm 2: Algoritmo de Decisión Multicriterio.

Step 1: **Input:** { $VoltageLL_pu_abc_n$; $PF_abc_n_PCC$; $Power_Losse_Total_n$ y $PF_abc_n_PCC$ } $\in N$;
Step 2: **Output:** { win_case } $\in Z$;
Step 3: **Initialize:** $Cost = [1:50:700] * 25$; $DPVS_Pond = 0.2$; $DVmax_Pond = 0.4$; $Power_Losse_Total_Pond = 0.7$; $angle_Pond = 1$; $THDv_Pond = 1$; $Cost_Pond = 1.2$; $cont = 0$;
 $A = [DPVS_1, DPVS2, \dots, DPVS_n-2, DPVS_n-1, DPVS_n$;
 $DVmax_1, DVmax_2, \dots, DVmax_n-2, DVmax_n-1, DVmax_n$;
 $Power_Losse_Total_1, Power_Losse_Total_2, \dots,$
 $Power_Losse_Total_n-2, Power_Losse_Total_n-1, Power_Losse_Total_n$; $\cos(PF_abc_1_PCC)$,
 $\cos(PF_abc_1_PCC), \dots, \cos(PF_abc_n-2_PCC), \cos(PF_abc_n-1_PCC), \cos(PF_abc_n_PCC)$;
 $THDv_abc_1_D, THDv_abc_2_D, \dots, THDv_abc_n-2_D, THDv_abc_n-1_D, THDv_abc_n_D$;
 $Cost Cost Cost Cost Cost Cost]$;
Step 4: **Para todo** $u = 1$ **hasta** *dimensión* (coders)
if $(1-A(2,u)) < 0.95$ (Restricción por límite de voltaje)
 $A(:,u) = []$; (Se eliminan los resultados no deseados)
Fin para todo; Fin para todo;
Step 5: **Para todo** $i = 1$ **hasta** *dimensión* $(A(1,:))$
Para todo $j = 1$ **hasta** *dimensión* $(A(:,1))$
 $Matriz_Normalizada(j,:) = (1 / \sum(A(i,:))) * A(i,:)$;

Algorithm 2: Algoritmo de Decisión Multicriterio.

$$Matriz_Normalizada_Rango(j,i) = (A(j,i) - \min(A(j,:)) / (\max(A(j,:)) - \min(A(j,:))));$$

Fin para todo; Fin para todo;

Step 6: **Para todo** $n = 1$ hasta *dimensión* $(A(:,1))$

$$\sigma(n,:) = \sum |Matriz_Normalizada(n,:) - Matriz_Normalizada| / N;$$

Fin para todo;

Step 7: $R = \text{corrcoef}(Matriz_Normalizada')$;

Para todo $m = 1$ hasta *dimensión* $(A(:,1))$

$$Ponderacion = \sigma * \sum(1 - R(:,m));$$

Fin para todo;

$$Ponderacion_Normalizada = (1 / \sum(Ponderacion)) * Ponderacion;$$
$$Pond = [DPVS_Pond, DVmax_Pond, Power_Losse_Total_Pond, angle_Pond, THDv_Pond, Cost_Pond];$$
$$Ponderacion_Normalizada = Pond * (1 / \sum(Pond));$$

Step 8: **Para todo** $k = 1$ hasta j

$$Sumas_Ponderadas = Matriz_Normalizada_Rango(k,:) * Ponderacion_Normalizada(k) + cont;$$

$Cont = Sumas_Ponderadas$; **Fin para todo;**

Step 9: $win_case = \min(Sumas_Ponderadas)$;

$$[row,col] = \text{find}(Sumas_Ponderadas == win_case);$$
$$DPVS_op = A(1,col); DVmax_op = A(2,col);$$
$$Power_Losse_Total_op = A(3,col); PF_op = \cos(A(4,col));$$
$$Cost_op = A(5,col);$$

Step 10: **Return:** $win_case; DPVS_op; DVmax_op; Power_Losse_Total_op; PF_op;$

$$Cost_op;$$

III. Análisis de los flujos de Potencia

El método de optimización multicriterio propuesto se resolverá dentro del algoritmo de solución de los flujos de potencias en los sistemas estudiados, buscando analizar en distintos escenarios las variables de resolución del flujo de potencia, con cálculos adicionales de las variables de calidad y eficiencia que se plantean como funciones objetivos a minimizar. Por tal razón, los estudios de compensación de potencia reactiva dependen para su óptima solución de un cálculo con gran exactitud del flujo de potencia y sus variables analizadas.

Para la solución de los flujos de potencias de los sistemas en análisis se definen métodos iterativos basados en ecuaciones no lineales, que según su convergencia algorítmica en las topologías de casos de estudios, pueden ser Newton Raphson (NR) (competo, desacoplado, desacoplado rápido) [131], Gauss Seidel (GS) [132], métodos para sistemas radiales basados en las leyes de Kirchhoff como los que se describen en los artículos [133,134], entre otros. La decisión de aplicación de un método u otro depende en gran medida del tipo de sistema a analizar, básicamente de su topología, si es un sistema AC o DC, niveles de voltaje, tipos de cargas, entre otros factores. Es bien conocido y reportado por muchos investigadores las ineficiencias y dificultades de

convergencia del método de NR en algunos casos particulares de sistemas de distribución radiales, sin embargo, este método demuestra soluciones robustas en sistemas de potencia con topologías de lazo. En [132] se establecen comparaciones de convergencia y eficacia entre los métodos NR y GS concluyendo que tiene mayor precisión y eficiencia en sus soluciones el método de NR para iguales sistemas de estudio.

Esta investigación se valida en sistemas de distribución con recursos distribuidos. Estos sistemas serán detallados en el siguiente capítulo y en función de la topología del circuito será seleccionado para su solución de flujos de potencia el método de NR, o métodos iterativos simples basados en las leyes de Kirchhoff para sistemas radiales. Partiendo de un análisis actual de los sistemas de distribución y la predicción futura a corto plazo, estos sistemas de distribución serán conectados a recursos distribuidos provocando bidireccionalidad de los flujos de potencia y declarando de esta forma el método de NR como un candidato muy robusto para las soluciones.

Secuencia de pasos matemático para el cálculo de los flujos de potencia por el método de Newton-Raphson (NR).

Paso1: Inicialización de las variables (entrada de datos): Impedancia de las líneas, potencias activas y reactivas de generación y carga, definición de barras y voltajes iniciales.

Paso 2: Calcular la matriz de admitancias Y_{barra} para las n barras del sistema.

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix}$$

Paso 3: Calcular ΔP y ΔQ mediante las aproximaciones lineales P^{calc} y Q^{calc} con valores de voltaje iniciales de 1 p.u. Primera iteración ($k = 1$)

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

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

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

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

Guardar valores de ΔP y ΔQ

Paso 4: Establecer la Matriz Jacobiana J en función de las submatrices jacobianas

J_{11} , J_{12} , J_{21} y J_{22} .

$$J = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{bmatrix}$$

Donde:

$$J_{11} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \end{bmatrix}, \quad J_{12} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial V_{pq1}} |V_{pq1}| & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_{pqn}} |V_{pq1}| \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial V_{pq1}} |V_{pq1}| & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_{pqn}} |V_{pqn}| \end{bmatrix}$$

$$J_{21} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_{pq1}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_{pq1}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_{pq1}}{\partial \delta_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{pqn}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_{pqn}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_{pqn}}{\partial \delta_n} \end{bmatrix}, \quad J_{22} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_{pq1}}{\partial V_{pq1}} |V_{pq1}| & \dots & \frac{\partial Q_{pq1}}{\partial V_{pqn}} |V_{pq1}| \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{pqn}}{\partial V_{pq1}} |V_{pq1}| & \dots & \frac{\partial Q_{pqn}}{\partial V_{pqn}} |V_{pqn}| \end{bmatrix}$$

Paso 5: Resolver la matriz jacobiana

Calcular los elementos por fuera de la diagonal principal:

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

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

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

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

Calcular los elementos dentro de la diagonal principal:

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

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

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

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

Paso 6: Obtención del vector de correcciones.

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

Paso 7: Actualización de los valores de ángulo y voltaje δ y V

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

Paso 8: Verificar la condición de parada comparando ΔP y ΔQ con los valores de errores asumidos, generalmente: $\varepsilon = 10^{-5}$. 1 kVA en base de 100 MVA.

$$\begin{aligned} |\Delta P_i^k| &\leq \varepsilon \\ |\Delta Q_i^k| &\leq \varepsilon \end{aligned}$$

No se cumple la condición: Incrementar otra iteración ($k = k + 1$). Regresar al paso 3.

Se cumple la condición: Calcular las variables de resultados del flujo de potencia ($Pg, Qg, Pc, Qc, V, \delta$) para cada una de las n barras.

Generar el perfil de voltaje del sistema de estudio (gráfico V vs Barras).

Cálculo de las pérdidas por líneas de potencia activa y reactiva.

$$\begin{aligned} \Delta P_{líneas} &= \sum_{\substack{i=1 \\ j \neq i}}^n I_{ij}^2 * R_{ij} = \sum_{i=1}^n (Pgi) - \sum_{i=1}^n (Pci) \\ \Delta Q_{líneas} &= \sum_{\substack{i=1 \\ j \neq i}}^n I_{ij}^2 * X_{ij} = \sum_{i=1}^n (Qgi) - \sum_{i=1}^n (Qci) \end{aligned}$$

Cálculo del factor de potencia en cada barra.

$$\phi = \tan^{-1} \frac{\sum_{i=1}^n Qci}{\sum_{i=1}^n Pci}$$

Cálculo del THD de voltaje en cada barra.

$$THDVi\% = 100 * \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^H (Vi, h)^2}}{Vi, 1}$$

Cálculos de las desviaciones (promedio y máxima) de voltaje en el sistema.

$$DPV = \frac{\sum_{i=1}^n |Vdi - Vi|}{n}$$

$$DMV = \max_{1 \leq i \leq n} (|Vdi - Vi|)$$

Paso 9: Fin

A continuación, en la Figura 20 se muestra el diagrama de flujos para la solución del flujo de potencia mediante NR [135].

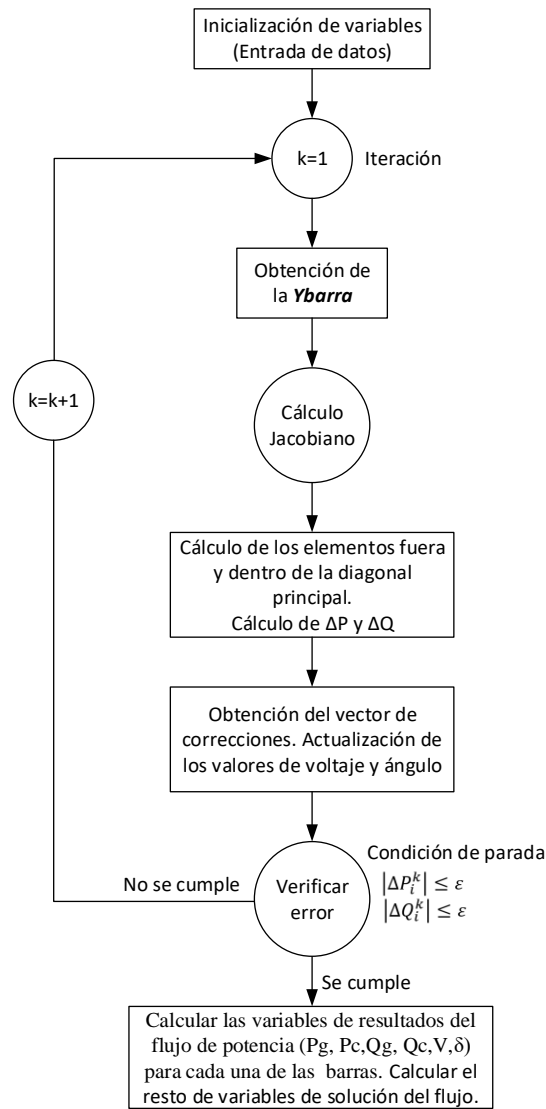


Figura 20. Flujo de potencia mediante Newton Raphson.

Dentro del modelo matemático planteado se debe verificar además el cumplimiento del balance de potencias (ley de conservación de la potencia).

$$P_s + \sum_{i=1}^n P_{gi} = \sum_{j=1}^l \Delta P_i + \sum_{i=1}^n P_{ci}, \quad (36)$$

$$Q_s + \sum_{i=1}^n Q_{gi} = \sum_{j=1}^l \Delta Q_i + \sum_{i=1}^n Q_{ci}, \quad (37)$$

Donde:

P_s y Q_s son las potencias activas y reactivas entregadas en la barra de conexión a la red (slack).

P_{gi} y Q_{gi} son las potencias activas y reactivas de generación y compensación en cada barra i dentro de la red de distribución en estudio.

ΔP_j y ΔQ_j son las pérdidas de potencias activas y reactivas respectivamente asociadas a cada línea j .

P_{ci} y Q_{ci} son las potencias activas y reactivas de cargas en cada una de las i barras.

n es el número de barras del sistema de distribución de estudio.

l es el número de líneas del sistema de distribución de estudio.

Los límites de compensación de potencia reactiva deben responder a la consideración del máximo consumo de potencia reactiva en el sistema de estudio, como se muestra en la ecuación (38).

$$\sum_{i=1}^n Q_{gi} \leq \sum_{i=1}^n Q_{ci}, \quad (38)$$

CAPÍTULO 4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

En el presente capítulo se aplica el modelo propuesto para un caso de estudio validado y se analizan los resultados tomando en cuenta distintos criterios para el modelo matemático de optimización.

CASOS DE ESTUDIO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Como caso de estudio se propone un modelo de prueba de una Microrred híbrida de 15 barras validada en publicación científica [136] como parte de esta tesis doctoral. Este caso de estudio cuenta con datos adaptados a la realidad que permiten el análisis del sistema con la consideración de distintos escenarios de demanda, además del análisis de todas las variables (criterios) de decisión involucradas en el análisis de este problema de optimización multicriterio de los flujos de potencia reactiva. De este caso de estudio se conocen todas las variables que intervienen en la calidad y la eficiencia del sistema eléctrico, los datos de cargas (balanceadas y desbalanceadas, monofásicas y trifásicas, lineales y no lineales, en corriente directa y alterna) en escenarios de máxima y de mínima demanda. En la siguiente Figura 21 se muestra el diagrama unifilar de este sistema de estudio donde se puede verificar la red de medio voltaje en color azul.

El sistema de estudio está compuesto por 14 barras en corriente alterna, de las cuales cinco se encuentran en bajo voltaje a 220 V, el resto son barras en medio voltaje a 13,8 kV. Adicional el sistema cuenta con una barra con generación y carga en corriente directa. A continuación, se presentan tablas que detallan los datos de este sistema de prueba.

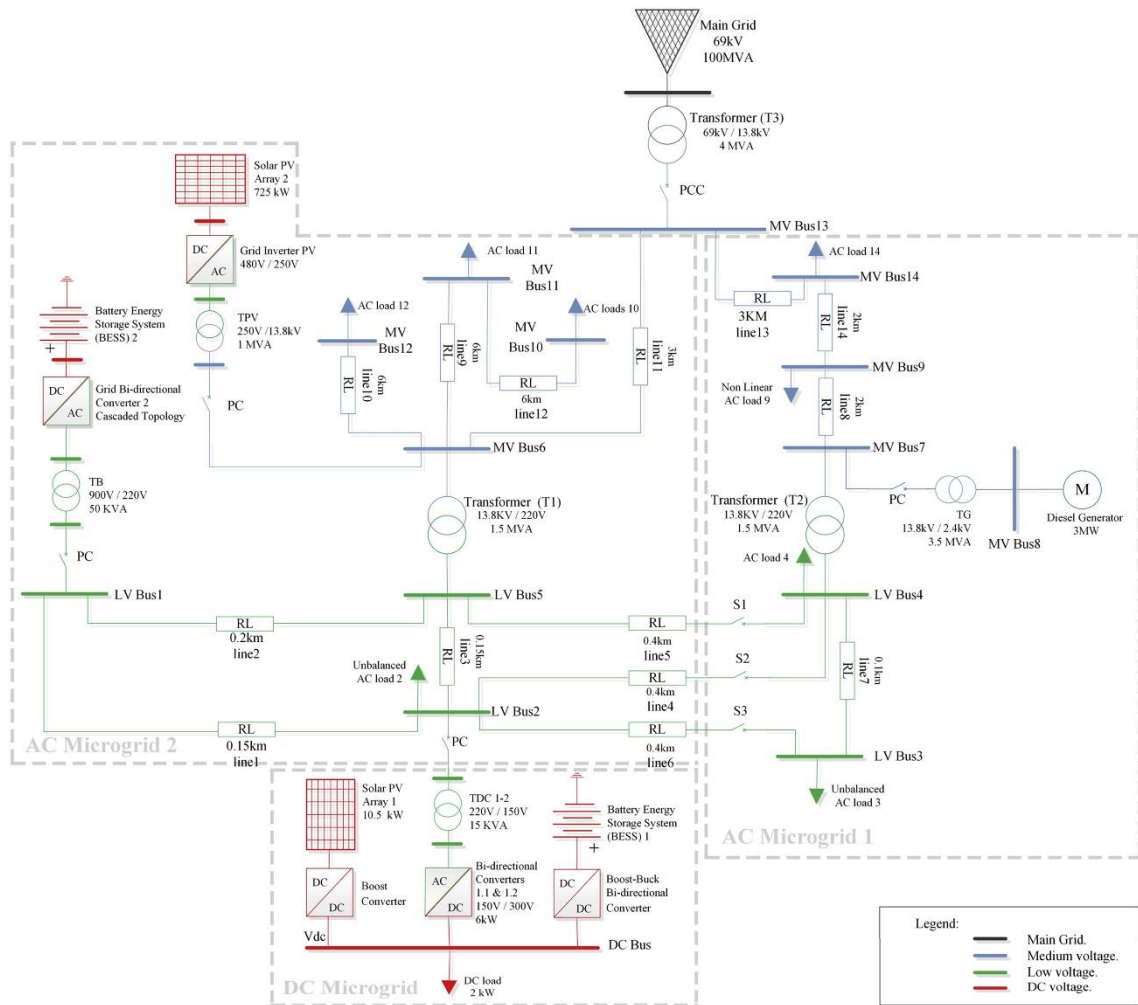


Figura 21. Microrred híbrida de 15 barras.

En la Tabla 9 se muestran los datos de carga en condiciones operativas normales para este caso de estudio definido por una Microrred Híbrida de 15 barras. Las cargas se encuentran modeladas como potencia constante.

Tabla 9. Datos de carga de la Microrred Híbrida de 15 barras.

Bus	Load Name	Load Type	Max.load (kVA)	Min.load (kVA)	PF	Unbalance load (%)
LV2	Load 2	Unbalanced load	40	12	0,9	13
LV3	Load 3	Unbalanced load	30	9	0,85	12,6
LV4	Load 4	Linear load	50	15	0,9	0
MV9	Load 9	Non-linear load	320	96	1	0
MV10	Load 10	Linear load	800	240	0,8	0
MV11	Load 11	Linear load	400	120	0,8	0
MV12	Load 12	Linear load	800	240	0,8	0
MV14	Load 14	Linear load	1600	480	0,8	0
DC	DC load	-	2	0,6	1	-

La Tabla 10 muestra los datos de líneas para este caso de estudio.

Tabla 10. Datos de Líneas de la Microrred Híbrida de 15 barras.

Line	Sending end	Receiving end	R (ohm)	X (ohm)	Distance (km)
1	LV1	LV2	0,0297	0,016335	0,15
2	LV1	LV5	0,0396	0,02178	0,2
3	LV2	LV5	0,0297	0,016335	0,15
4	LV2	LV4	0,0792	0,04356	0,4
5	LV4	LV5	0,0792	0,04356	0,4
6	LV2	LV3	0,0792	0,04356	0,4
7	LV3	LV4	0,0198	0,01089	0,1
8	MV7	MV9	0,788	0,2336	2,0
9	MV6	MV11	2,364	0,7008	6,0
10	MV6	MV12	2,364	0,7008	6,0
11	MV6	MV13	1,182	0,3504	3,0
12	MV10	MV11	2,364	0,7008	6,0
13	MV13	MV14	1,182	0,3504	3,0
14	MV9	MV14	0,788	0,2336	2,0

La Tabla 11 muestra los datos de los transformadores existentes en este caso de estudio.

Tabla 11. Datos de transformadores de la Microrred Híbrida de 15 barras.

Transformer	Nominal Power (kVA)	Voltage Ratio (HV/LV)	Rcc (pu)	Xcc (pu)
T1	1500	Y 13800 / 220 Y	0,03	0,03
T2	1500	Y 13800 / 220 Y	0,03	0,03
T3	4000	Yg 69000 / 13800 D1	0,015	0,015
TB	55	D1 900 / 220 Y	0,003	0,06
TG	3500	Yg 13800 / 2400 D1	0,015	0,015
TPV	1000	Yg 13800 / 250 D1	0,0012	0,03
TDC1-2	15	Y 220 / 150 Y	0,03	0,06

En la Tabla 12 se muestran los resultados de la corrida del flujo de potencia en condiciones operativas iniciales para este caso de estudio definido por una Microrred Híbrida de 15 barras. Mientras que en la Tabla 13 se verifican los resultados del flujo de potencia para el caso base de la Microrred Híbrida de 15 barras en demanda mínima.

Tabla 12. Resultados del flujo de potencia para el caso base de la Microrred Híbrida de 15 barras en demanda máxima.

Bus	Type	Pg (kW)	Qg (kVAr)	Pc (kW)	Qc (kVAr)	Ptransf (kW)	Qtransf (kVAr)	V (pu)	δ (°)
LV 1	BESS	42,66	-	-	-	-	-	0,955	-29,76
LV 2	Transfer Bus	-	-	-	-	41,38	4,91	0,931	-30,76
LV 3	Transfer Bus	-	-	64,72	40,11	62,6	43,86	0,930	-31,26
LV 4	Transfer Bus	-	-	-	-	120,66	84,61	0,953	-31,5
LV 5	Transfer Bus	-	-	-	-	34,73	58,77	0,951	-31,25
MV 6	Transfer Bus	-	-	-	-	780	1095	0,966	-30,31

Bus	Type	Pg (kW)	Qg (kVAr)	Pc (kW)	Qc (kVAr)	Ptransf (kW)	Qtransf (kVAr)	V (pu)	δ (°)
MV 7	Transfer Bus	-	-	-	-	554,6	356,2	0,971	- 30,72
MV 8	Diesel	690	450	0	0	-	-	0,975	- 60,84
MV 9	Non-linear load	-	-	327,3	38,23	-	-	0,966	- 30,67
MV 10	-	0	0	572,4	427,2	-	-	0,94	- 29,81
MV 11	-	-	-	290,28	217,71	-	-	0,953	- 30,01
MV 12	-	-	-	586,2	439,8	-	-	0,957	- 30,11
MV 13	Slack	1810,2	1665	0	0	-	-	0,974	- 30,66
MV 14	Transfer Bus	-	-	119,61	89,7	226,02	397,2	0,967	- 30,59
DC	DC Bus	-	-	-	-	8	0	0,928	0

Tabla 13. Resultados del flujo de potencia para el caso base de la Microrred Híbrida de 15 barras en demanda mínima.

Bus	Type	Pg (kW)	Qg (kVAr)	Pc (kW)	Qc (kVAr)	Ptransf (kW)	Qtransf (kVAr)	V (pu)	δ (°)
LV 1	BESS	27,6	15,75	-	-	-	-	0,9567	- 31,27
LV 2	Transfer Bus	-	-	-	-	12,64	5,77	0,959	- 31,28
LV 3	Transfer Bus	-	-	21,1	13,09	25,47	14,43	0,967	- 31,14
LV 4	Transfer Bus	-	-	-	-	50,3	25,74	0,979	- 31,14
LV 5	Transfer Bus	-	-	-	-	51	26,79	0,983	- 31,24
MV 6	Transfer Bus	-	-	-	-	471,2	346,1	0,980	- 30,31
MV 7	Transfer Bus	-	-	-	-	89	84,4	0,98	- 30,25
MV 8	Diesel	150,1	49	0	0	-	-	0,98	- 60,23
MV 9	Non-linear load	-	-	110,2	0,69	-	-	0,98	- 30,28
MV 10	-	0	0	183	135	-	-	0,97	- 30,15
MV 11	-	-	-	92,1	69	-	-	0,97	- 30,21
MV 12	-	-	-	184,8	138,6	-	-	0,98	- 30,24
MV 13	Slack	91,8	74,1	0	0	-	-	0,99	- 30,39
MV 14	Transfer Bus	-	-	372	279	21,84	84,6	0,98	-30,3
DC	DC Bus	-	-	-	-	0,975	0	0,985	0

Este caso de estudio es analizado en la curva de demanda que se muestra en la siguiente Figura 22. Con esto se pueden realizar análisis en distintos escenarios de demanda, como es el caso de esta investigación, que propone el análisis de flujos de

potencia reactiva ante óptima compensación, pero considerando escenarios de máxima y de mínima demanda de potencia. Los valores instantáneos de máxima y mínima demanda en Mva, son marcados en la figura en un punto rojo para máxima demanda y un punto verde para mínima demanda.

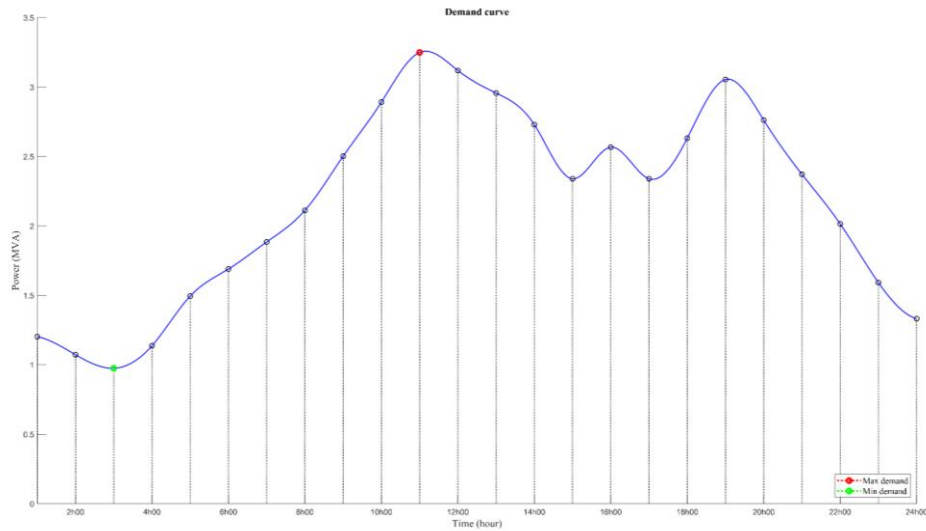


Figura 22. Curva de demanda de la Microrred de estudio

I. Análisis de los resultados

Luego de aplicar la metodología propuesta con el algoritmo de Búsqueda Exhaustiva para la evaluación y simulación de los flujos de potencia con las capacidades reactivas conectadas en cada nodo y con el algoritmo de decisión Multicriterio para la búsqueda de la solución óptima en dimensionamiento y ubicación del banco de capacitores en esta microrred, se obtienen disímiles resultados que serán analizados en este capítulo.

La Figura 23 muestra el desempeño unitario normalizado de las variables (criterios) para cada uno de los 84 escenarios de compensación (14 capacidades propuestas a conectar en 6 barras candidatas), mediante una matriz normalizada por rango. De este análisis se puede verificar comportamientos visualmente muy parecidos en cada variable ante iguales compensaciones de reactivos, pero en diferentes barras. Sin embargo, los resultados difieren significativamente de acuerdo con la barra en la que es conectada la compensación de potencia reactiva.

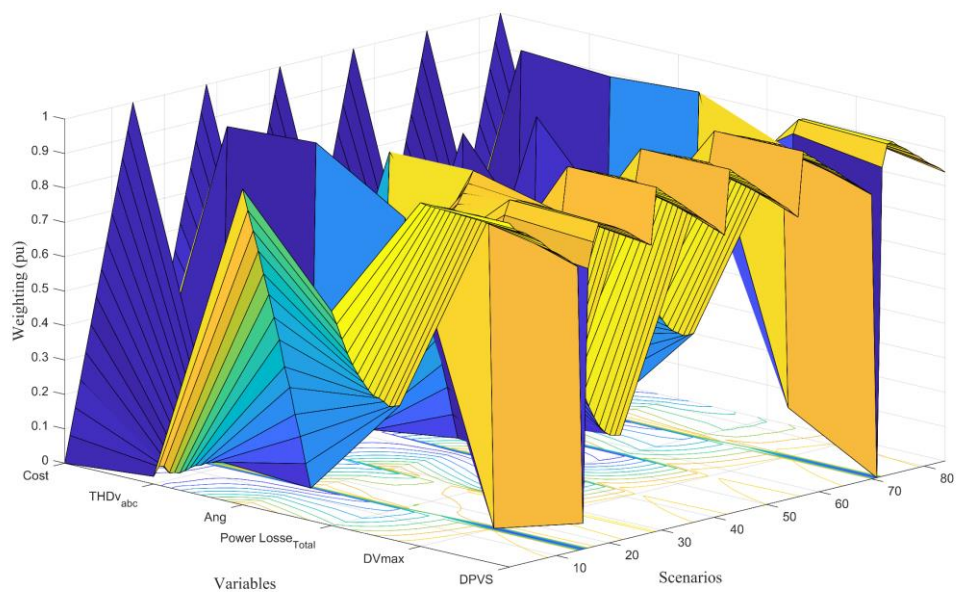


Figura 23. Criterios normalizados para escenarios de compensación de potencia reactiva.

Con la obtención de la matriz de criterios normalizados para cada uno de los escenarios de compensación se procede a realizar el cálculo ponderado como se indica en la metodología del modelo propuesto. Para esto son sumados los criterios unitarios normalizados de cada variable con su ponderación por cada escenario de compensación, estableciéndose de esta manera un nuevo vector llamado sumas ponderadas, que contiene el criterio final ponderado para cada escenario de compensación. En la Figura 24 se puede verificar el resultado de este vector de sumas ponderadas y se puede apreciar en ella que la alternativa ganadora (valor mínimo) corresponde al escenario 41 que está definido por una compensación reactiva capacitiva con instalación de 650 *kvar* en la barra 10 de la microrred de estudio.

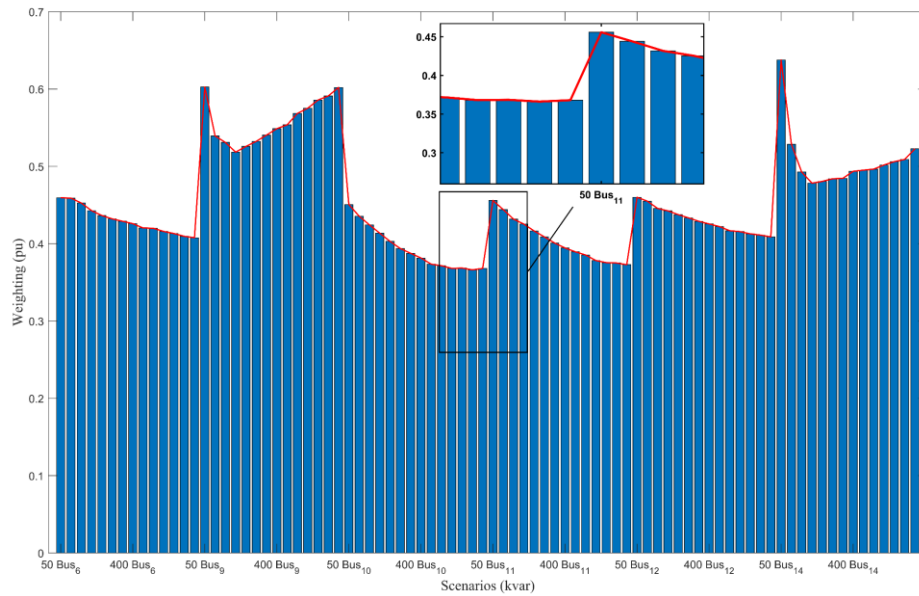


Figura 24. Sumas ponderadas para cada escenario de compensación de potencia reactiva.

Al conocer la alternativa ganadora de forma multicriterio (650 *kvar* trifásicos en la barra 10), se procede al análisis de los resultados individuales de cada una de las variables verificando que todas cumplan con los límites operacionales (restricciones) tanto en escenarios de máxima demanda como en escenarios de carga en mínima demanda, a pesar de que los resultados individuales que no cumplieron con las restricciones fueron eliminados dentro del algoritmo de decisión como se muestra en el paso 4 de este algoritmo.

A continuación, se detallan los resultados de los flujos de potencias considerando la compensación reactiva capacitiva propuesta en una nueva iteración de cálculos.

En la Tabla 14 se muestran los resultados reales, por variables, para los mayores valores de compensación propuesta en la barra ganadora (10). Con este resultado numérico se pueden establecer criterios de comparación adicionales. En esta tabla se muestra resaltado el escenario (alternativa) ganador que corresponde a 650 *kvar* en la barra 10.

Tabla 14. Resultados de los criterios con compensación discretizada en barra 10.

Variables	Kvar50_n10	Kvar100_n10	Kvar150_n10	Kvar200_n10	Kvar250_n10	Kvar300_n10	Kvar350_n10
Desviación Promedio de Voltaje (V)	0,040313848	0,039931989	0,039573642	0,039249595	0,038881451	0,038548511	0,038162395
Desviación máxima de Voltaje (V)	0,068804576	0,068536193	0,068299355	0,06807984	0,067832009	0,067611318	0,067349878
Pérdidas totales de Potencia (W)	63,5729118	63,20297786	62,89595228	62,57934278	62,30634433	62,06979788	61,8932144
Ángulo del Factor de Potencia (radianes)	0,732182342	0,721048922	0,709956881	0,700008194	0,688398355	0,676606551	0,665069135
THDv (%)	2,757855919	2,682093084	2,697685365	2,645007118	2,637839148	2,617911367	2,627366779
Costos (\$)	1250	2500	3750	5000	6250	7500	8750

Variables	Kvar400_n10	Kvar450_n10	Kvar500_n10	Kvar550_n10	Kvar600_n10	Kvar650_n10	Kvar700_n10
Desviación Promedio de Voltaje (V)	0,0378046	0,037431539	0,037089258	0,036727167	0,03641193	0,035957209	0,035574895
Desviación máxima de Voltaje (V)	0,06710086	0,066838833	0,066599846	0,066331056	0,066098259	0,065764654	0,065493043
Pérdidas totales de Potencia (W)	61,75270992	61,59851312	61,5275089	61,49155704	61,4907694	61,49875227	61,53852538
Ángulo del Factor de Potencia (radianes)	0,652557711	0,639924639	0,628348656	0,614407259	0,601835829	0,586968659	0,57391732
THDv (%)	2,610446196	2,467541385	2,411907557	2,376111098	2,376740016	2,41371436	2,466273938
Costos (\$)	10000	11250	12500	13750	15000	16250	17500

La Figura 25 muestra la comparación entre los perfiles de voltaje del caso de estudio en un análisis en demanda máxima, indicando gráficamente el voltaje por cada fase y en cada barra, donde se puede observar una notable mejoría de los voltajes por barras. Garantizándose, que las dos variables de análisis para el perfil de voltaje, que fueron las desviaciones máxima y promedio del perfil de voltaje, se ven minimizadas en gran medida con la compensación fija de potencia reactiva que fue propuesta como alternativa ganadora. Se aclara que la barra 15 de esta microrred de estudio es una barra en corriente directa que no se ve afectada en su voltaje por la compensación de potencia reactiva. Encima de cada gráfico del perfil de voltaje se muestran los datos de la desviación promedio de voltaje por fase y con estos valores se pueden establecer comparaciones notando una disminución de estas desviaciones en cada una de las fases debido a la compensación propuesta. Se puede verificar, además, que el voltaje promedio en todas las barras se encuentra dentro de los límites permisibles de operación para un sistema de distribución por sus niveles de voltaje.

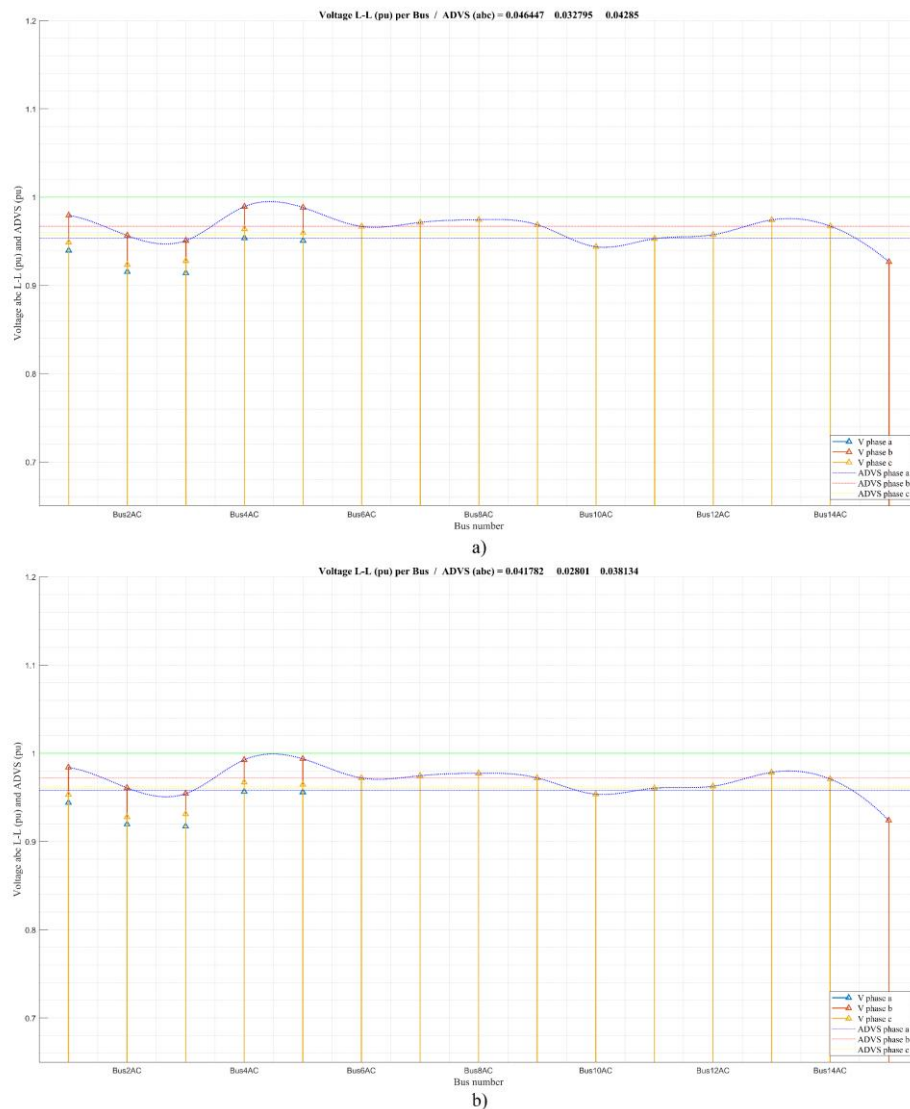


Figura 25. Perfil de voltaje en máxima demanda, (a) caso de estudio base y (b) caso de estudio compensado.

Estos resultados del perfil de voltaje promedio para las 14 barras del sistema de estudio también pueden ser comprobados de forma numérica en la Tabla 15, donde se puede establecer la comparación entre el caso base y el caso compensado de la microrred, evidenciándose una notable mejora en el voltaje de todas las barras al realizar la compensación de 650 *kvar* en la barra 10. A pesar de que el problema no está enfocado únicamente en el objetivo de mejorar el perfil de voltaje y de minimizar las variables asociadas a este criterio (DPV y DMV), los resultados en voltaje son muy buenos y definen una notable mejoría de esta variable en el sistema.

Tabla 15. Voltaje por barra para el caso de estudio

	Voltaje en cada barra de la Microrred													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Caso de estudio base.	0,96	0,93	0,93	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,94	0,95	0,96	0,97	0,97
Caso de estudio compensado.	0,98	0,96	0,95	0,99	0,99	0,97	0,97	0,98	0,97	0,95	0,96	0,96	0,98	0,97

En la Figura 26 se muestra el balance de potencias activas para la microrred de estudio, donde a) verifica este balance de potencias activas en el caso base de estudio, mientras que en b) se puede visualizar el balance de potencias activas para el escenario compensado con 650 kvar en la barra 10.

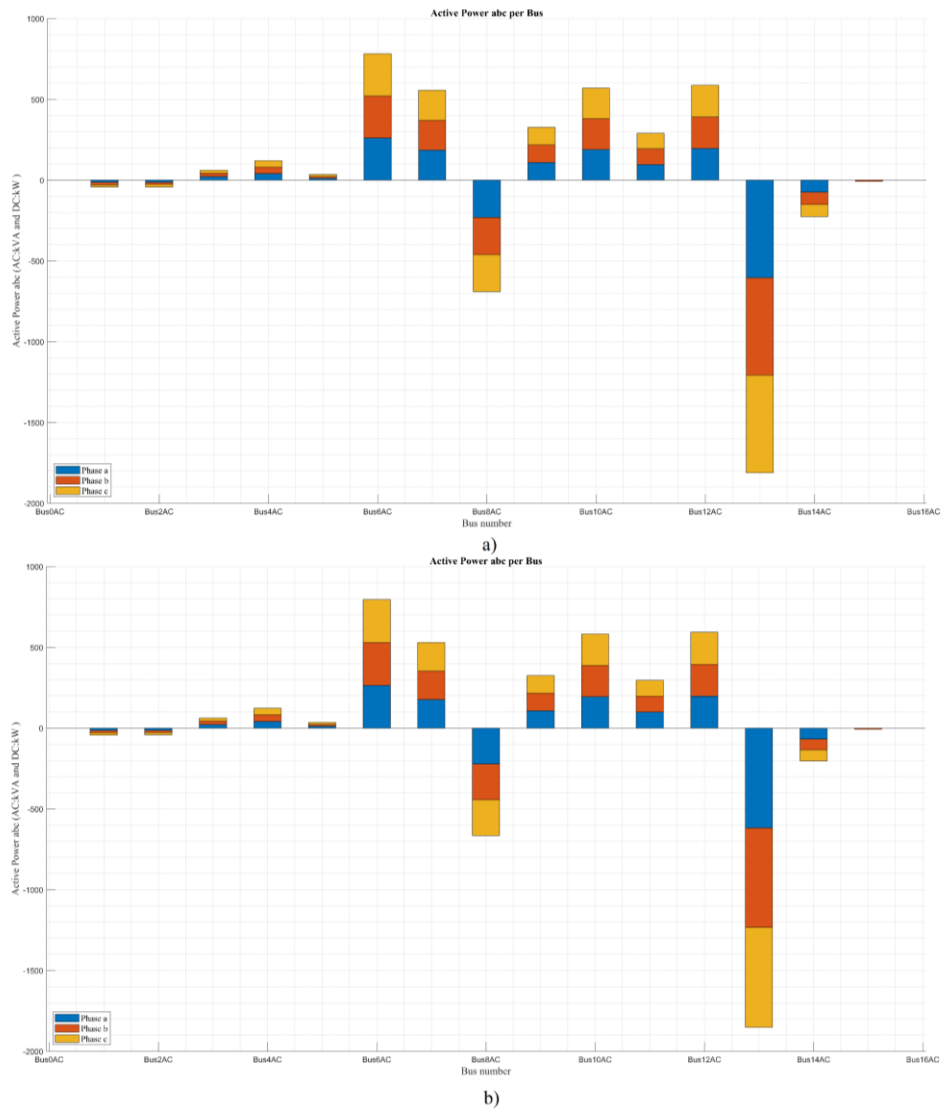


Figura 26. Balance de potencias activas, (a) caso de estudio base y (b) caso de estudio compensado.

Este resultado también puede ser verificado en la Tabla 16, que muestra las potencias activas generadas (negativas) y consumidas por las cargas (positivas) para el caso de estudio base y para el escenario de óptima compensación de potencia reactiva, según la decisión multicriterio. Se puede comprobar una disminución apreciable en el requerimiento de las potencias de generación en la mayoría de las barras generadoras.

Tabla 16. Balance de potencias por barras

	Potencias por barras en kw													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Caso de estudio base.	-42,56	-41,52	62,35	120,73	34,51	782,30	556,18	-689,87	327,35	569,68	290,40	586,32	-1811,49	-226,00
Caso de estudio compensado.	-42,92	-41,73	63,00	122,34	34,60	795,49	529,85	-664,51	323,98	581,41	294,98	592,80	-1850,88	-203,97

En la siguiente Figura 27 se muestra el balance de potencias reactivas para la microrred de estudio, donde a) verifica este balance de potencias reactivas en el caso base de estudio, mientras que en b) se puede visualizar el balance de potencias reactivas para el escenario compensado con 650 kvar en la barra 10. Se puede visualizar en forma negativa las potencias reactivas de generación y compensación. Se muestra además el perfil de voltaje para el caso base y para el caso compensado, donde se pueden establecer comparaciones en esta variable para el estado de compensación. Se puede evidenciar en la barra 10 como aparece una componente de potencia reactiva de compensación producto de la nueva redistribución de los flujos de potencia reactiva.

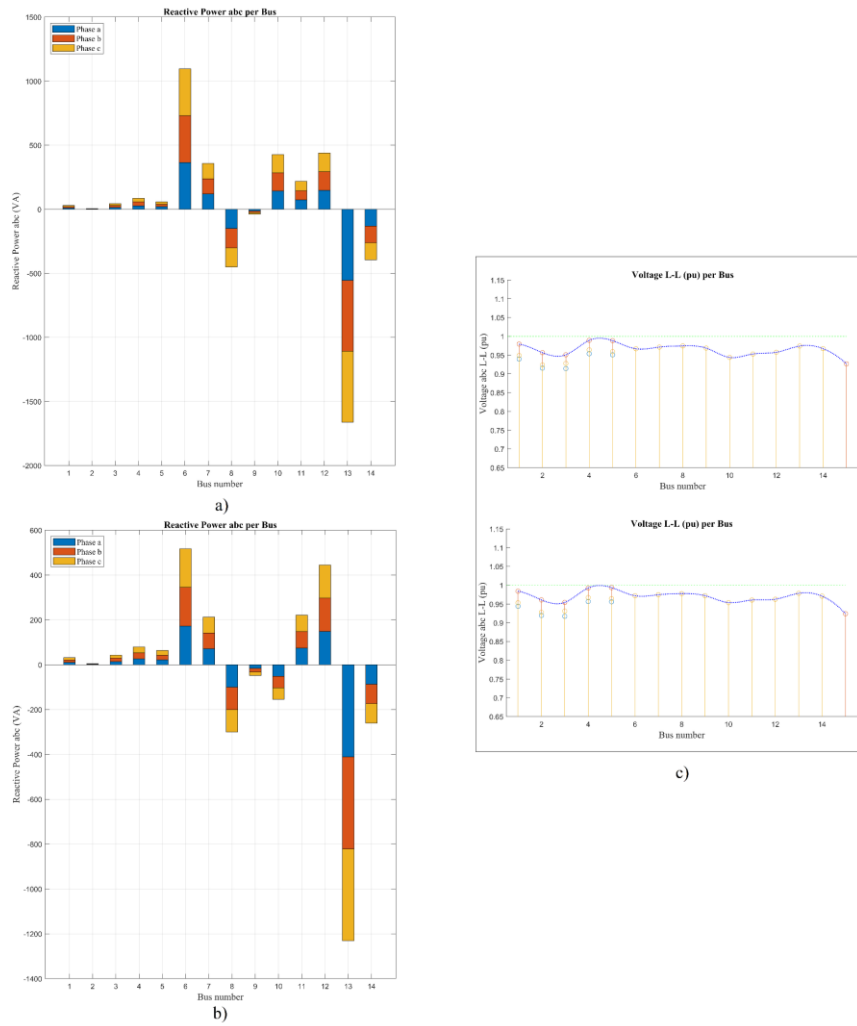


Figura 27. Balance de potencia reactiva en el escenario de máxima demanda, (a) caso de estudio base y (b) caso de estudio compensado, en (c) se muestra el perfil de voltaje para el caso base y para el caso compensado.

Este balance de potencias reactivas también puede ser visualizado de forma numérica en la Tabla 17.

Tabla 17. Balance de potencias reactivas.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Caso de estudio base.	29,82	4,69	43,81	84,38	58,27	1095,25	356,60	-450,43	-38,31	427,26	217,80	439,74	-1662,27	-394,08
Caso de estudio compensado.	31,21	4,20	42,70	78,71	63,36	517,08	212,27	-300,49	-48,63	-154,49	221,24	444,61	-1231,56	-260,34

La siguiente Figura 28 muestra las pérdidas de potencia activa por las líneas del sistema de estudio en el escenario de máxima demanda. En a) se muestran las pérdidas por líneas en máxima demanda (caso base), mientras que en b) se pueden verificar las pérdidas por líneas en este mismo escenario de máxima demanda en caso compensado.

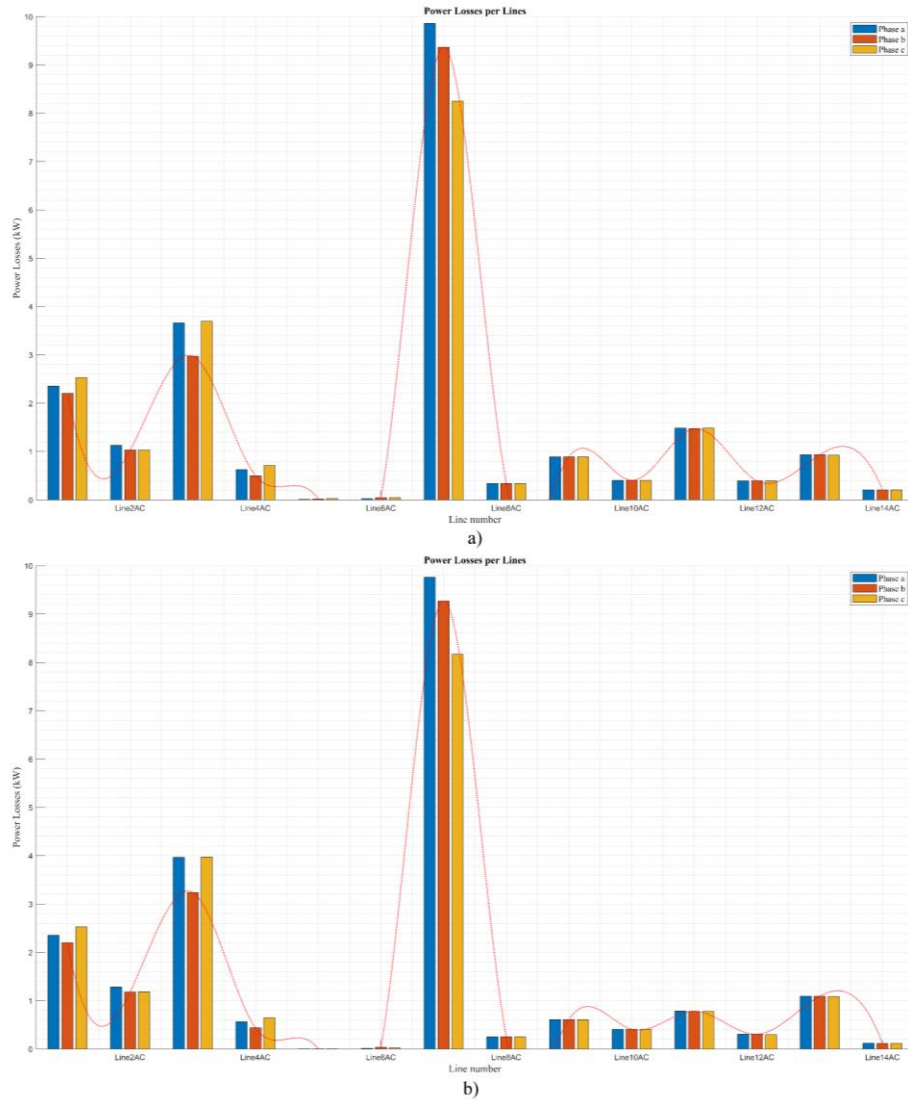


Figura 28. Pérdidas de potencia activa por las líneas en máxima demanda, (a) caso de estudio base y (b) caso de estudio compensado.

En la siguiente Tabla 18 se pueden revisar los valores de pérdidas en kw para cada una de las líneas del sistema en máxima demanda. Estos datos son mostrados para el caso de estudio base y para el caso de estudio compensado.

Tabla 18. Pérdidas de potencia activa (kw) para cada línea del sistema en caso base y caso compensado.

	Pérdidas por líneas (kw)													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Caso de estudio base.	7,09	3,19	10,33	1,84	0,06	0,12	27,48	1,02	2,67	1,21	4,44	1,18	2,79	0,62
Caso de estudio compensado.	7,08	3,64	11,16	1,65	0,01	0,07	27,21	0,77	1,83	1,23	2,37	0,90	3,26	0,39

Se puede verificar una minimización de pérdidas de potencia activa en el sistema debido a la compensación de 2,54 kw.

La Figura 29 muestra el factor de potencia en cada barra para el sistema en caso base y el sistema compensado en el escenario de máxima demanda. Analizando la figura, se puede notar una gran mejoría en los valores del factor de potencia en cada una de las barras, sobre todo, en la barra 10 que fue donde se realizó la compensación. Es preciso notar que la peor condición de la variable factor de potencia para el caso base no se encontraba en la barra 10, sino en la barra 5. A pesar de esto el algoritmo tomó la decisión de realizar la compensación en la barra 10 debido a la componente de ponderación de las demás variables (criterios) de análisis. Se puede apreciar, además, como análisis más relevante para esta variable, que el factor de potencia en la barra de conexión con la red (barra 13) ha mejorado notablemente de 0,74 a 0,83. Dado que el algoritmo tiene la restricción para que en ninguna barra el factor de potencia pase a zona capacitiva, el resultado dado pudiera mejorarse más con la eliminación de esta restricción. En otros escenarios probados con mayor compensación el factor de potencia en la barra de conexión puede elevarse mucho más sin que esto implique un problema, sin embargo, en otras barras el factor de potencia pasa a zona capacitiva. La variable factor de potencia, vista desde la barra 13, fue el parámetro de medición y el criterio de decisión para el mejoramiento del factor de potencia en este sistema de prueba. El resultado es marcadamente bueno, como se puede apreciar, considerando la restricción existente para que el factor de potencia en todas las barras se mantenga en zona inductiva.

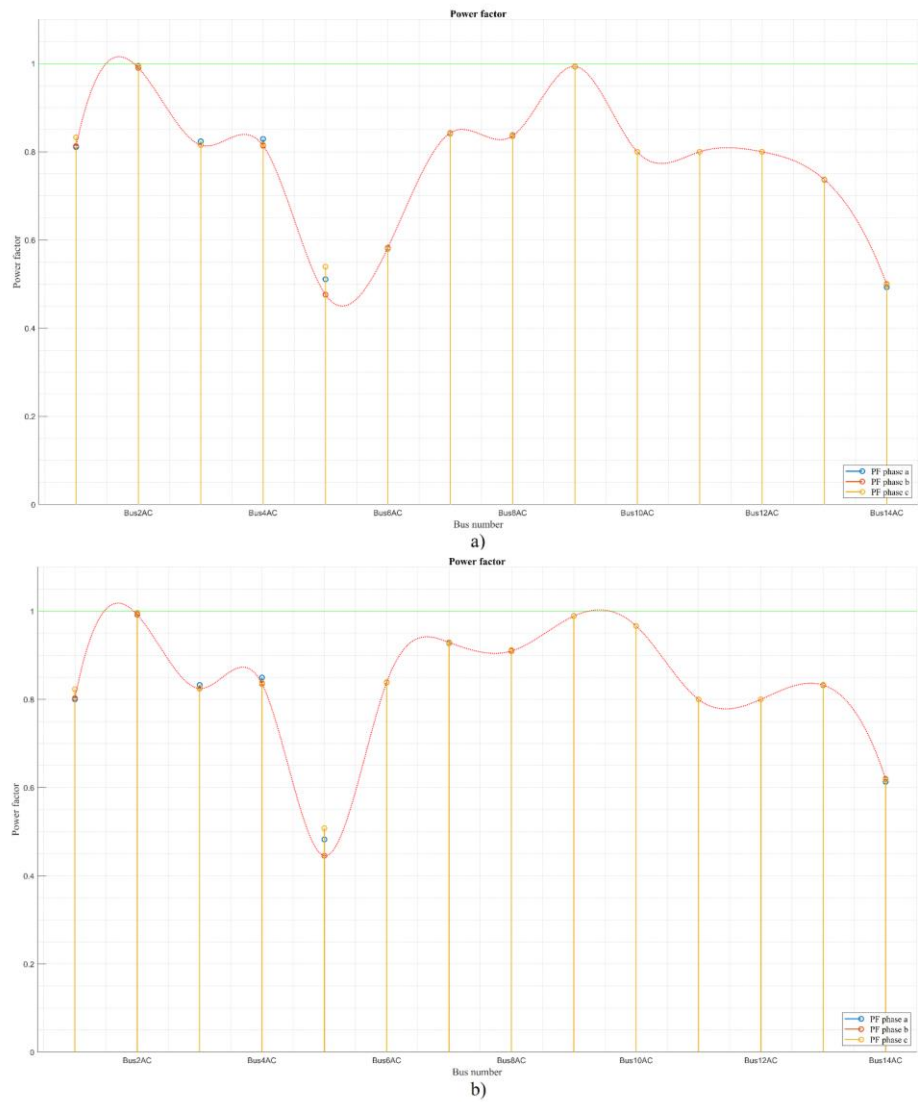


Figura 29. Factor de potencia en máxima demanda, (a) caso de estudio base y (b) caso de estudio compensado.

En la Tabla 19, se puede verificar la comparación del factor de potencia para cada barra del sistema en los casos base y compensado de la microrred de estudio.

Tabla 19. Factor de potencia por cada barra del sistema de estudio.

	Factor de potencia / Barras													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Caso de estudio base.	0,82	0,99	0,82	0,82	0,51	0,58	0,84	0,84	0,99	0,80	0,80	0,80	0,74	0,50
Caso de estudio compensado.	0,81	0,99	0,83	0,84	0,48	0,84	0,93	0,91	0,99	0,97	0,80	0,80	0,83	0,62

En la Figura 30 se puede verificar el comportamiento de la distorsión armónica para cada barra del sistema de estudio, en el escenario de máxima demanda. En a) se muestra el THD de voltaje para el caso base de la microrred, mientras que en b) se muestra el THD de voltaje por barras para el caso compensado. En este análisis se evidencia un apreciable mejoramiento en la distorsión armónica del sistema para el caso compensado. Este resultado demuestra la necesidad de que esta variable sea considerada dentro del problema de optimización de flujos de potencias reactivas. El resultado en ninguna barra excede el 3,5 % de distorsión armónica.

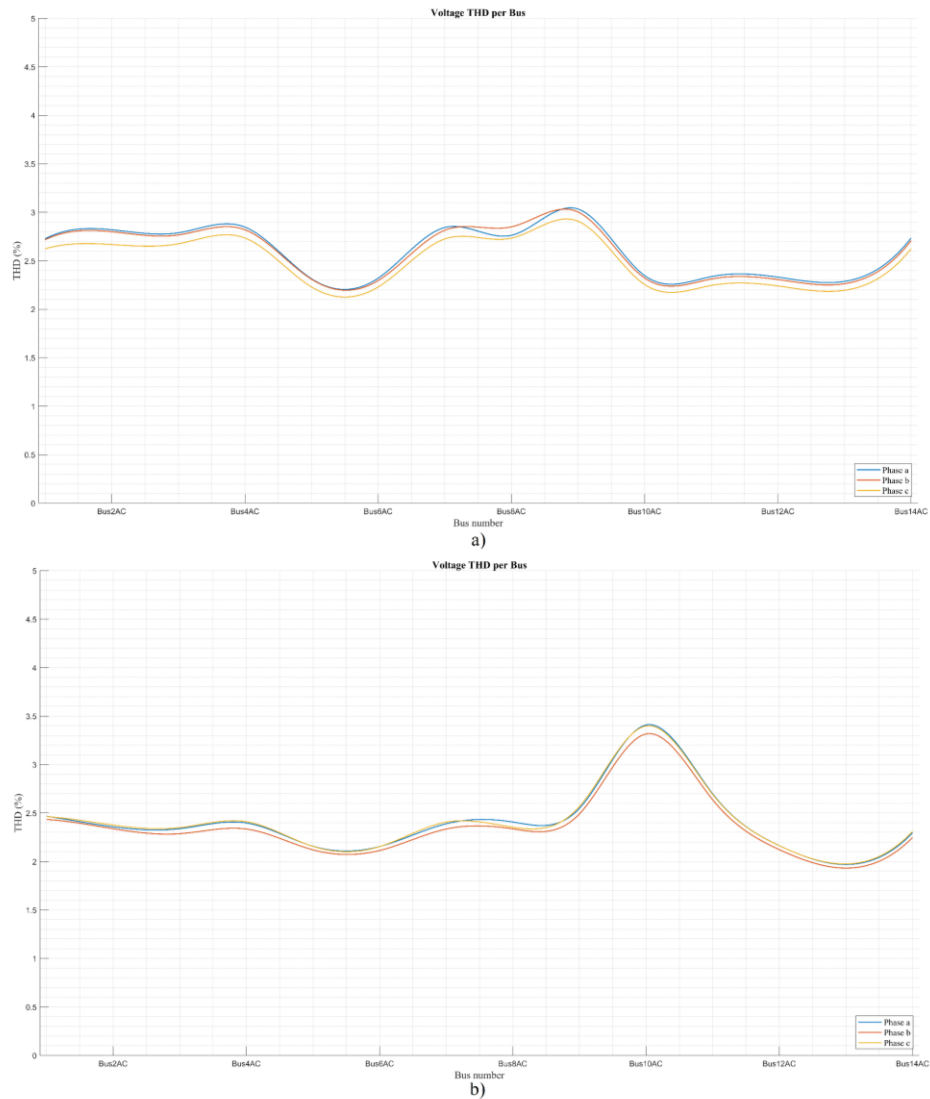


Figura 30. THD por barra en máxima demanda, (a) caso de estudio base y (b) caso de estudio compensado.

Este resultado del THD de voltaje para cada barra del sistema también puede ser analizado en la Tabla 20, donde se puede verificar que esta variable también es mejorada

en todas las barras, excepto en la barra de compensación (10) y en su barra vecina 11. Debido al efecto de conexión capacitiva que genera operaciones parcialmente cercanas a la resonancia en paralelo para este sistema, se incrementa el THD de voltaje en esta barra 10 compensada.

Tabla 20. THD de voltaje medido en cada barra del sistema de estudio.

	THD_V / Barras													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Caso de estudio base.	2,69	2,76	2,74	2,80	2,28	2,28	2,79	2,78	2,98	2,31	2,30	2,29	2,25	2,69
Caso de estudio compensado.	2,45	2,36	2,32	2,38	2,14	2,14	2,38	2,37	2,54	3,37	2,68	2,15	1,96	2,28

II. Análisis de los resultados en demanda mínima.

Como ya fue explicado en la metodología propuesta, una vez que el algoritmo toma una decisión sobre la compensación reactiva en el sistema (ubicación y dimensionamiento de los dispositivos compensadores), esta alternativa ganadora es simulada en sus flujos de potencias en un escenario de mínima demanda considerando la compensación fija. En esta nueva corrida de los flujos de potencias se verifica que todas las variables de calidad de la potencia eléctrica se encuentren dentro de los límites permisibles. Las variables calculadas y verificadas en cada escenario de demanda, además del costo, son:

$$P_{loss_maxd} \geq P_{loss_mind} \geq 0, \text{ Verificación de pérdidas de potencia activa.}$$

$$\emptyset \geq 0, \text{ Consideración inductiva del factor de potencia}$$

Donde, \emptyset es el ángulo del factor de potencia de la microrred medido en la barra de acople al sistema.

$$DPV \leq 0.04, \text{ Desviación promedio del voltaje en la Microrred (por unidad).}$$

$$DMV \leq 0.05, \text{ Desviación máxima de voltaje (por unidad).}$$

$$0.95 \leq Vi \leq 1.05, \text{ Límites para el perfil de voltaje.}$$

$$THDVi \leq 5 \%, \text{ Índice de distorsión armónica total de voltaje en cada barra } i.$$

A continuación, se mostrarán de forma gráfica los resultados obtenidos con la compensación propuesta (650 kvar en la barra 10) en el escenario de mínima demanda de esta microrred de 14 barras como caso de estudio propuesto.

La Figura 31, muestra el perfil de voltaje del sistema manteniendo la compensación fija de 650 kvar en la barra 10, pero en el escenario de mínima demanda. Se puede verificar en este resultado que los voltajes por barras se han elevado, sin embargo, siguen estando dentro de los límites permisibles por restricción y se demuestra que no existe sobrecompensación.

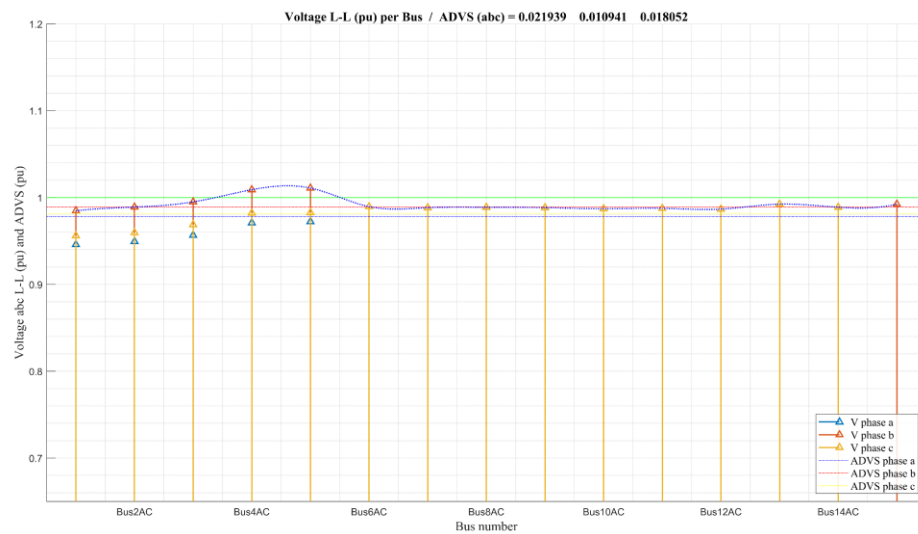


Figura 31. Perfil de voltajes en el escenario de mínima demanda.

La Figura 32, muestra el balance de potencias activas en la microrred para el escenario de mínima demanda. Se puede verificar que en este escenario no existe aporte de generación solar. Los aportes que se tienen son los de conexión a la red en la barra 13 y la generación diésel en la barra 8.

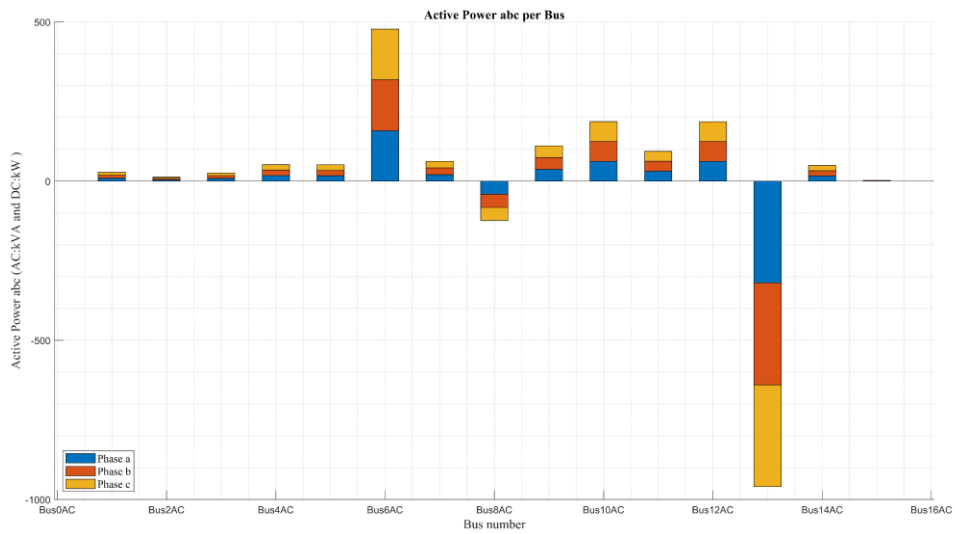


Figura 32. Balance de potencias para el escenario de mínima demanda.

La Figura 33, muestra el balance de potencias reactivas en la microrred para el escenario de mínima demanda. Se puede verificar que en este escenario el mayor aporte de inyección de potencia reactiva es el de la compensación en la barra 10. Algunas potencias son medidas también de forma negativa producto de la configuración de la medición en las barras de transferencias de potencias. La Figura 33 muestra, además, la visualización del perfil de voltaje que quedó y el desfase angular de estos voltajes.

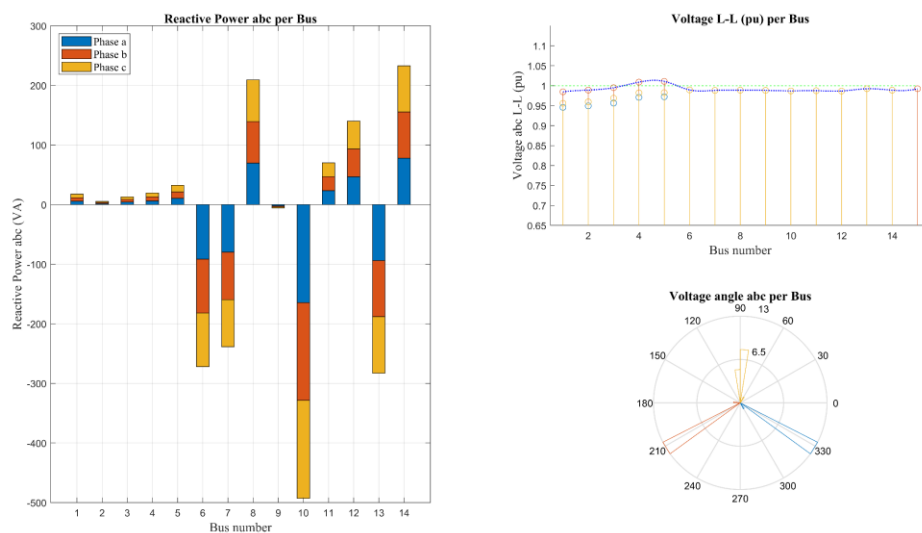


Figura 33. Balance de potencias reactivas en el escenario de mínima demanda. Magnitudes de voltaje y ángulos.

La Figura 34, muestra las pérdidas por fases en cada línea de la microrred de estudio para el escenario de mínima demanda.

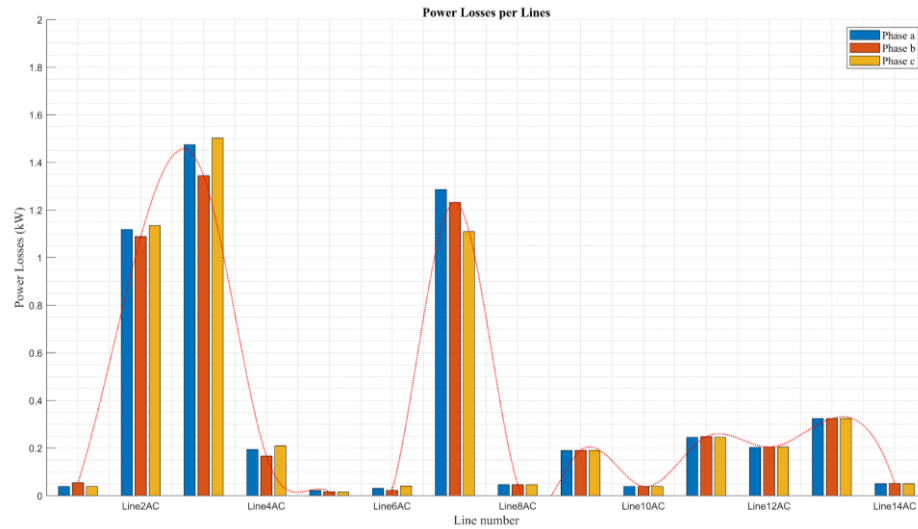


Figura 34. Pérdidas por líneas para el escenario de mínima demanda.

La Figura 35, muestra el factor de potencia de cada barra de la microrred de estudio para el escenario de mínima demanda. Se puede notar un incremento notable en el factor de potencia visto desde la barra 13 de acople al sistema comparado con el escenario de máxima demanda, de 0.83 a 0.96, sin embargo, el factor de potencia continúa en una zona inductiva de acuerdo con la restricción establecida. Se puede apreciar una disminución en el factor de potencia medido en las barras 7 y 10, este fenómeno se debe a que en el escenario de máxima demanda el factor de potencia en estas barras era alto como se mostró anteriormente y en este escenario de mínima demanda estos valores en esas barras pasan a una zona capacitiva. Sin embargo, estos valores no afectan el desempeño operativo de la microrred a pesar del alto circulante de reactivo, ya que el factor de potencia en la barra de acople (13) se encuentra en valores óptimos.

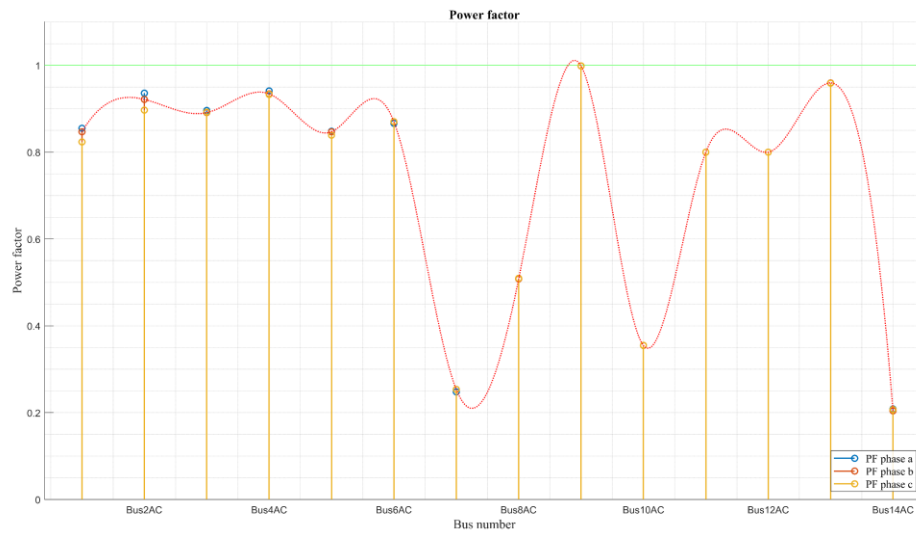


Figura 35. Factor de potencia por barras para el escenario de mínima demanda.

En la Figura 36, se muestra la distorsión armónica total de la microrred de estudio para el escenario de mínima demanda con la compensación establecida de 650 *kvar*. En este análisis se puede verificar una notable disminución del THD de voltaje con respecto al escenario de máxima demanda y se puede apreciar, además, que el THD de voltaje en todas las barras se encuentra dentro de los límites permisibles de acuerdo con las restricciones establecidas.

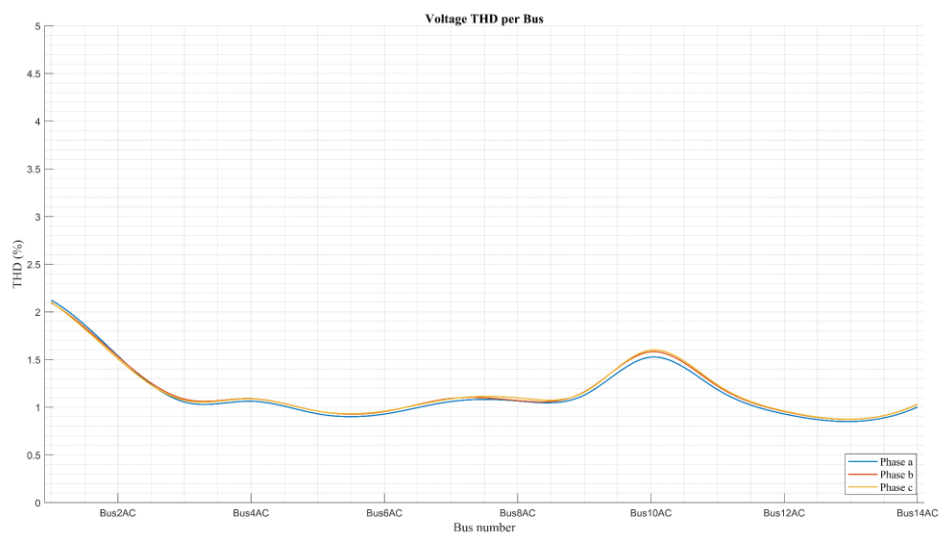


Figura 36. THD de voltaje por barras para el escenario de mínima demanda.

En la Figura 37, se muestra la forma de onda del voltaje en la barra 10 de compensación para el escenario de mínima demanda. Se puede verificar que a pesar del valor de distorsión (THD) ya mostrado en esta barra 10, que es un poco mayor al del resto de barras, la onda de voltaje se encuentra con bastante limpieza en su forma sinusoidal.

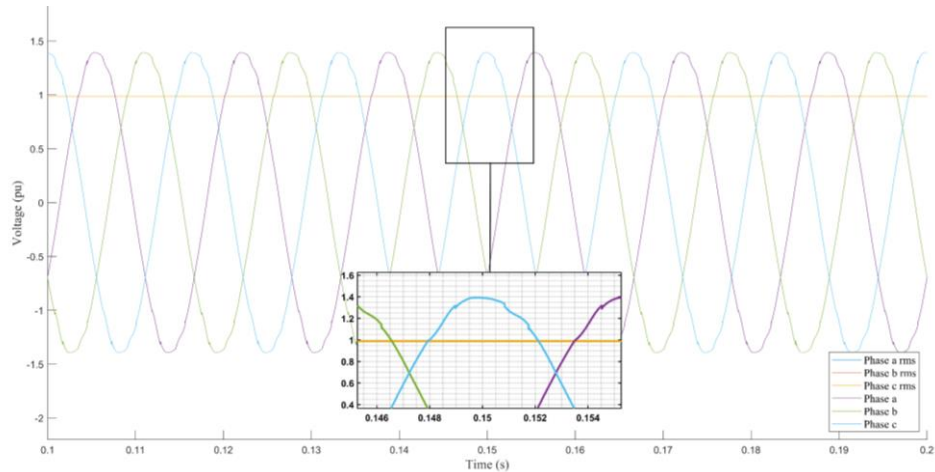


Figura 37. Forma de onda del voltaje en la barra 10 para el escenario compensado en mínima demanda.

Con todo el análisis mostrado para la compensación fija de 650 kvar en este escenario de mínima demanda, se concluye que todas las variables cumplen con los límites establecidos de acuerdo con las restricciones operativas establecidas.

III. Análisis de los resultados en un escenario de optimización que no considera el THD como criterio de decisión.

La Figura 38 muestra la solución de sumas ponderadas para cada uno de los 84 escenarios de compensación de potencia reactiva en un análisis solo con 5 variables, sin considerar el THD de voltaje como criterio objetivo dentro de la optimización multicriterio. Este análisis se realizó con el objetivo de demostrar el conflicto que existe entre las variables y la obtención de posibles resultados óptimos que realmente no lo son. Se evidencia un resultado que pudiera parecer muy bueno y bastante parecido en su ponderación a la alternativa ganadora ya mostrada y este resultado ocurre con una mínima compensación de 50 kvar en la barra 9. Sin embargo, este resultado no deseado se produce debido a la distorsión armónica en esa barra con cargas no lineales, situación que declara un conflicto con la variable THD de voltaje.

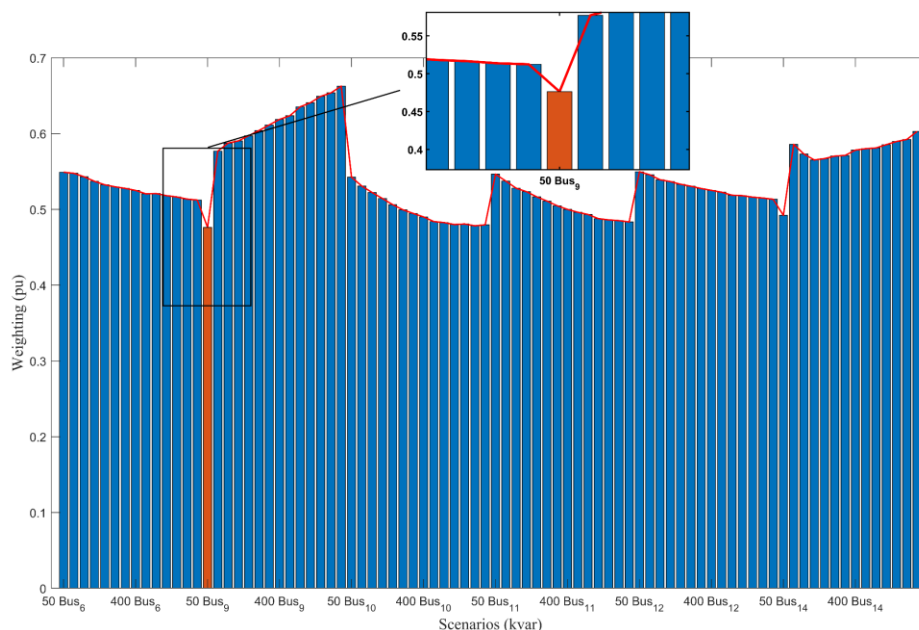


Figura 38. Sumas ponderadas para cada escenario de compensación de potencia reactiva sin considerar el THD de voltaje como criterio objetivo. Resultado no coherente.

Este conflicto puede ser visualizado en la siguiente figura, donde se realiza un cálculo independiente del THD de voltaje para cada escenario de compensación en la barra 9. Este perfil de distorsión armónica del sistema de estudio es analizado comparativamente con la variable Desviación Máxima de Voltaje, que sí es considerada como objetivo dentro de este análisis particular de 5 funciones objetivos. En la Figura 39 a) se muestra la variable THD de voltaje para cada una de las 14 barras de la microrred en corriente alterna y considerando cada uno de los 14 escenarios de compensación para la barra 9. Mientras que en la Figura 39 b) se visualiza la Desviación Máxima de Voltaje de toda la microrred para cada uno de los 14 escenarios de compensación en la barra 9. Se puede notar que el resultado de la desviación máxima de voltaje no es un resultado escalonado, donde a menor capacidad de compensación le corresponde una mayor desviación máxima de voltaje hasta llegar a la capacidad máxima de compensación a la que le corresponde la menor desviación máxima de voltaje. El error en el efecto escalonado de esta variable se debe precisamente al conflicto ya declarado entre las variables de desviación de voltaje y el THD de voltaje en esa barra 9.

Este resultado suponía una alternativa ganadora con mínima compensación de 50 *kvar* en la barra 9 debido a una elevación de los perfiles de voltaje producto de la distorsión armónica en esta barra por la conexión de cargas no lineales. Este resultado no deseado demuestra la necesidad de la incorporación de la variable THD de voltaje con un

peso en la decisión sobre el resultado multicriterio, ya que el efecto de mínimo valor de desviación máxima de voltaje ocurre por una causa de máxima distorsión armónica total.



Figura 39. (a) THD por barra en máxima demanda con compensación en barra 9 y (b) Desviación máxima de voltaje con compensación en barra 9 sin considerar el THD como criterio objetivo.

La Figura 40 muestra en a) (superior) la forma de onda del voltaje por fases para estado estacionario con compensación de 50 *kvar* en la barra 9, mientras que b) (inferior) muestra la forma de onda del voltaje por fases para estado estacionario con compensación de 650 *kvar* en la barra 10. Se puede evidenciar la alta distorsión que ha sufrido esta onda de voltaje producto de la componente de cargas no lineales en la barra 9. Este efecto de la distorsión armónica sobre el voltaje provocó una decisión multicriterio con una alternativa ganadora no deseada, debido a que este escenario correspondía a una compensación de mínimo costo y a un mínimo valor de desviación máxima de voltaje por el efecto en distorsión del incremento del valor pico del voltaje, con una capacidad instalada con valores cercanos a la frecuencia de resonancia del sistema. Este incremento del valor pico del voltaje y de su resultado RMS se puede verificar en la figura a).

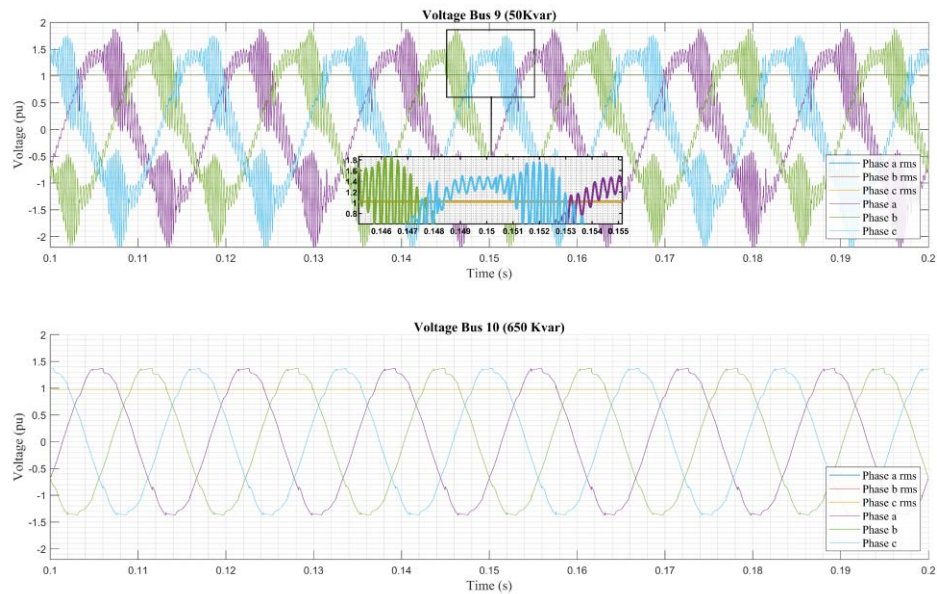


Figura 40. Comparación de la forma de onda de voltaje en estado estable, a) (superior) Forma de onda de voltaje para compensación de 50 kvar en la barra 9, b) (inferior) Forma de onda de voltaje para compensación de 650 kvar en la barra 10.

Este resultado demuestra de forma muy clara la necesidad de considerar la distorsión armónica del voltaje como un criterio importante de decisión al analizar métodos de optimización para la ubicación y dimensionamiento de dispositivos compensadores en sistemas de distribución más reales en los que existe la presencia de cargas no lineales. Estas cargas distorsionan la forma de onda de voltaje elevando su valor pico y provocando un sobrevoltaje que pudiera parecer una mejora en la acción de compensación del sistema. Este fenómeno puede mostrar resultados con falsos positivos, por tal motivo debe ser muy considerado en la búsqueda de la solución óptima.

IV. Análisis de la variable voltaje para un escenario de la microrred aislada.

Las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y Figura 42 muestran los perfiles de voltaje de la Microrred en escenarios de máxima demanda y de mínima demanda respectivamente, para la Microrred del caso de estudio, pero en un escenario donde se encuentra aislada de la red de distribución. Estos estudios se realizaron considerando la compensación de potencia reactiva propuesta como alternativa ganadora

en el problema de optimización. En este escenario, considerado el más crítico, se verifica un comportamiento estable de los perfiles de voltaje con la compensación de potencia reactiva propuesta.

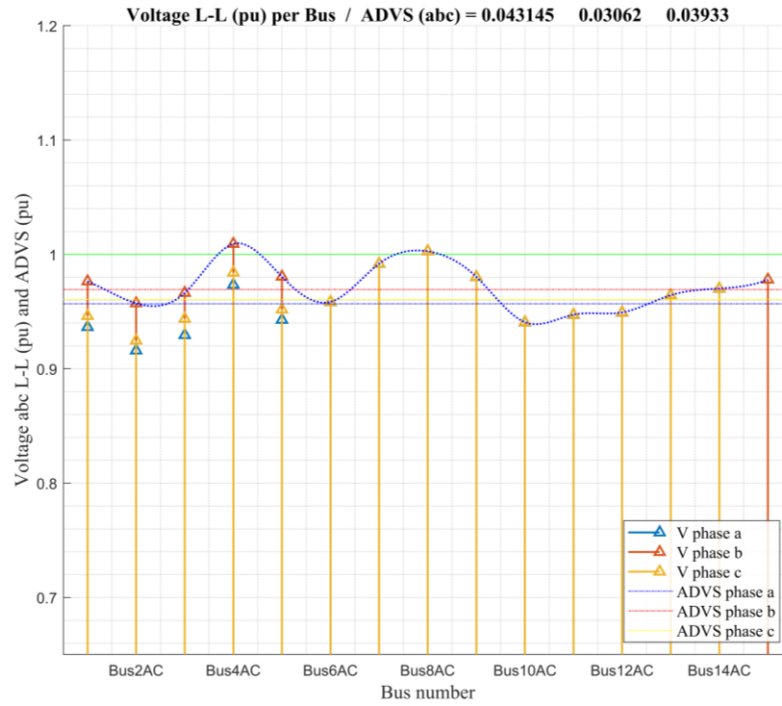


Figura 41. Perfil de voltaje en máxima demanda para la Microrred aislada considerando la compensación propuesta.

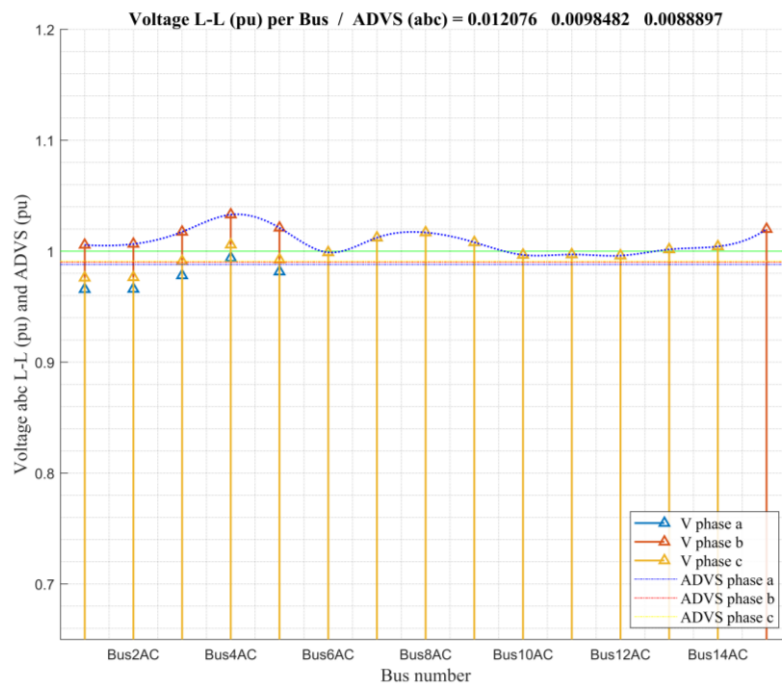


Figura 42. Perfil de voltaje en mínima demanda para la Microrred aislada considerando la compensación propuesta.

V. Análisis de los resultados en escenarios de optimización mono objetivos.

En este apartado se revisarán las alternativas ganadoras individuales para cada una de las variables (criterios de decisión) considerándolas como problemas de optimización de una sola función objetivo (con un solo criterio de decisión). Para este análisis será seleccionado el escenario de máxima demanda y serán tomados en cuenta los 84 casos posibles de compensación, en función de la discretización de la inyección reactiva en cada una de las 6 barras candidatas.

La Tabla 21 muestra los resultados obtenidos dentro del algoritmo de optimización al considerar cada criterio como única función objetivo para el problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de dispositivos compensadores fijos de potencia reactiva. En esta tabla se puede identificar de forma muy clara el conflicto de interés que existe entre los criterios de decisión propuestos. Para las variables que definen el perfil de voltaje (DPV y DMV) se pueden verificar valores mínimos en compensaciones pequeñas de 50 *kvar* en las barras 14 y 9 respectivamente. Este resultado no deseado, como ya se explicó anteriormente, ocurre debido a las cargas no lineales conectadas a la barra 9 y a que la barra 14 es su barra vecina. Los valores elevados de distorsión armónica en estas dos barras ante compensaciones pequeñas (50 *kvar*) que se acercan a operaciones de resonancia en paralelo del sistema provocan una elevación del voltaje que hace mínimas las desviaciones máxima y promedio del voltaje en el sistema. Sin embargo, estos resultados no son elegidos por el algoritmo multicriterio debido a que fue incluido el THD como criterio de decisión. En la tabla 21 se puede apreciar, además, que el valor mínimo de pérdidas se encuentra en el escenario de compensación de 600 *kvar* en la barra 10, escenario muy cercano matemáticamente al que fue elegido por el algoritmo multicriterio como alternativa ganadora. Al revisar los valores del resto de variables para esta alternativa muy parecida a la ganadora multicriterio, se puede verificar que todos los criterios presentan valores realmente bajos al compararlos con los otros escenarios ganadores de forma individual. Como era de suponer, la alterativa ganadora en el factor de potencia corresponde a una compensación máxima (700 *kvar*), en este caso con una ubicación en la barra 6. Por último, el valor mínimo de distorsión armónica se presenta con una compensación de 100 *kvar* en la barra 9.

Tabla 21. Resultados para la compensación por cada función objetivo.

Variables (criterios de decisión)	Alternativa Ganadora	Valor Mínimo para la variable	Valores para el resto de las variables en cada escenario de compensación				
			Desviación Promedio de Voltaje (por unidad)	Desviación máxima de Voltaje (por unidad)	Pérdidas totales de Potencia (kw)	Ángulo del Factor de Potencia (radianes)	THDv (%)
Desviación Promedio de Voltaje (por unidad)	50 kvar, n14	0,01501	---	0,03783	65,15368	0,74342	2,67053
Desviación máxima de Voltaje (por unidad)	50 kvar, n9	0,03264	0,01691	---	64,57643	0,74627	2,63837
Pérdidas totales de Potencia (kw)	600 kvar, n10	61,49077	0,03641	0,06610	---	0,60184	2,37674
Ángulo del Factor de Potencia (radianes)	700 kvar, n6	0,56649	0,03589	0,06538	62,59063	---	2,70598
THDv (%)	100 kvar, n9	1,00462	0,03555	0,06311	64,06928	0,73426	---

VI. Resultados adicionales en diferentes casos de estudios.

Como resultado de esta investigación han sido publicados varios artículos científicos que proponen una solución a la compensación de potencias reactivas en sistemas de distribución. Estas propuestas han considerado diversos análisis matemáticos, distintas variables y diferentes topologías de red. A continuación, se mencionan algunos de los resultados más importantes en estas publicaciones.

En [137] se demuestra el conflicto que existe entre las variables de eficiencia y calidad de la potencia eléctrica, que intervienen en los problemas de ubicación y dimensionamiento óptimo de dispositivos compensadores de potencia reactiva en sistemas de distribución con recursos distribuidos.

En [138] se calculó la cantidad, ubicación y dimensionamiento de capacitores a instalar con un caso de estudio de un sistema de distribución radial IEEE de 33 barras. Como herramienta matemática se utilizó un método heurístico de búsqueda inteligente basado en el LSF (Factor de Sensitividad de Pérdida). La problemática fue resuelta en el entorno del programa Matpower para la solución de los flujos de potencia radiales mediante el método de sumatoria de potencias.

En [105] se desarrolló un modelo matemático basado en Particles Swarm Optimization (PSO) para determinar la ubicación y dimensionamiento óptimo de bancos de capacitores en una microrred de estudio de 5 barras. Las variables consideradas como

funciones objetivos fueron el mejoramiento del perfil de voltaje, la minimización de pérdidas de potencia y el mejoramiento del factor de potencia.

En [117] se analizó la estabilidad de voltaje en sistemas de distribución con recursos distribuidos. Como caso de estudio se utilizó un sistema de distribución radial de 9 barras. La contribución fue desarrollada en el entorno de GAMS con simulaciones en ETAP.

Estas, entre muchas otras publicaciones logradas como parte de esta investigación y que ya han sido mencionadas dentro de los capítulos de esta tesis, han contribuido de forma significativa a esclarecer esta temática y brindar herramientas importantes para la solución de los flujos óptimos de potencia reactiva, con el objetivo de mejorar las variables de eficiencia y calidad de la potencia en sistemas eléctricos de distribución.

CONCLUSIONES

En esta tesis doctoral, se ha presentado una revisión bibliográfica detallada para tener una perspectiva más clara de la incidencia de los diferentes parámetros y variables que intervienen en los flujos de potencia reactiva en redes de distribución, buscando elevar la eficiencia y la calidad de la energía en estos sistemas. Arrojando como resultado que las variables que tienen mayor impacto en las investigaciones propuestas por la mayoría de los autores son el mejoramiento del perfil de voltaje y la minimización de pérdidas de potencia activa.

Se argumentaron los conceptos de compensación de potencia reactiva mediante el uso de distintos elementos y dispositivos compensadores que tienen como objetivo elevar la eficiencia, la calidad y la confiabilidad del suministro eléctrico en redes de distribución. Se pudo evidenciar que el tipo de compensación más estudiada en redes de distribución es la compensación fija mediante bancos de capacitores.

Mediante el estudio de un caso práctico se demostró el problema de conflicto entre distintas variables que presenta la compensación de potencia reactiva con una única función objetivo. Análisis que demuestra la problemática planteada en esta investigación.

Se realizó una exhaustiva revisión bibliográfica que depara en resultados novedosos sobre la pertinencia del tema y la necesidad del tratamiento multicriterio para encontrar una solución realmente óptima, con un enfoque global que asuma todas las variables que intervienen en el problema de optimización de los flujos de potencia reactiva.

Se desarrolló un algoritmo multicriterio para la solución a la optimización de los flujos de potencia reactiva, considerando todas las variables que intervienen en la problemática y escenarios de sistemas de distribución con recursos distribuidos.

Esta investigación se ha planteado como un problema de optimalidad con decisión multicriterio. El algoritmo considera los escenarios de demanda máxima y mínima, con cálculos de flujos de potencia con compensación reactiva discretizada en las barras candidatas, mediante el algoritmo de Búsqueda Exhaustiva. Con esos resultados preliminares se desarrolló un segundo algoritmo de optimización multicriterio que pondera cada variable, adaptadas a un criterio de minimización. Así, cada escenario de compensación tiene una solución ponderada, después de haber sido descartadas por

criterio de dominancia para finalmente elegir la solución óptima que responde globalmente al conjunto de criterios. Con esta metodología se garantiza que la solución de compensación ofrece un resultado correcto de operación para la compensación de potencia reactiva en sistemas de distribución considerando recursos distribuidos. Dentro de la investigación se analiza además un caso donde no se considera el THD como criterio objetivo y con el resultado encontrado se puede verificar el conflicto que se presenta entre las variables de análisis en el sistema de estudio, resultado que justifica y da sustento a la metodología propuesta.

El algoritmo propuesto y el problema descrito marcan una notable contribución al conocimiento científico sobre los criterios de decisión para la compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos de potencia.

PUBLICACIONES Y PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN

Publicaciones:

Las siguientes publicaciones fueron logradas como parte del proceso de investigación llevado a cabo en este trabajo de tesis.

1- Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources. Review.

Article in Heliyon: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2018.e00746> · Agosto. 2018. **Q1**

2- Hybrid AC/DC microgrid test system simulation: grid-connected mode.

Article in Heliyon: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e02862> · Nov. 2019. **Q1**

3- Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation.

Article in IEEE Latin America Transactions 14(11):4491 - 4498 · November 2016. DOI: 10.1109/TLA.2016.7795819. **Q2**

4- Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems.

Article in IEEE Latin America Transactions (Volume: 13, Issue: 7), DOI: 10.1109/TLA.2015.7273776. **Q2**

5- Design of Automatic Reclosing scheme in distribution feeders.

Article in IEEE Latin America Transactions 13 (8), 2587-2593. Pages: 2587 - 2593, DOI: 10.1109/TLA.2015.7332136. **Q2**

6- Optimal sizing of distribution transformers using exhaustive search algorithm.

Conference: 2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference - Living the energy Transition (FISE/CIGRE), DOI: 10.1109/FISECIGRE48012.2019.8984965. SCOPUS.

7- Analysis of Voltage Profile to determine Energy Demand using Monte Carlos algorithms and Markov Chains (MCMC).

Conference: 2016 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC), DOI: 10.1109/UPEC.2016.8114092

8- Technical and Economic Assessment of the Implementation of Measures for Reducing Energy Losses in Distribution Systems.

Article in IOP Conference Series Earth and Environmental Science 73(1):012018 · July 2017, DOI: 10.1088/1755-1315/73/1/012018.

- 9-** Multi-Criteria Optimization of the Deployment of a Grid for Rural Electrification Based on a Heuristic Method.
Article in IOP Conference Series Earth and Environmental Science 73(1):012020 · July 2017, DOI: 10.1088/1755-1315/73/1/012020
- 10-** Classification of the status of the voltage supply in induction motors using Support Vector Machines.
Conference: 2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), DOI: 10.1109/TDC.2016.7520012
- 11-** Response of Residential Electricity Demand Against Price Signals in Ecuador.
Conference: PROCEEDINGS OF THE 2015 IEEE THIRTY FIFTH CENTRAL AMERICAN AND PANAMA CONVENTION (CONCAPAN XXXV), At Tegucigalpa City, Honduras.
- 12-** Advanced Metering Infrastructure for Microgeneration in Rural Zones using TV White Spaces based on Spectrum Opportunistic.
Article in IEEE Latin America Transactions 13(12):3813-3819 · December 2015
DOI: 10.1109/TLA.2015.740491. **Q2**
- 13-** An ARX-Petri Nets algorithm for Active Identification of an AC/DC Microgrid Simulation.
Conference: 2019 IEEE 4th Colombian Conference on Automatic Control (CCAC), DOI: 10.1109/CCAC.2019.8921191.
- 14-** Analysis and Simulation of Ferroresonance in Power Transformers using Simulink.
Article in IEEE Latin America Transactions 16(02):460-466 · Feb. 2018. **Q2**
- 15-** Fault Diagnosis on Electrical Distribution Systems Based on Fuzzy Logic (capítulo de libro)
Article in Springer, Cham. International Conference on Sensing and Imaging, Julio. 2018. DOI: 10.1007/978-3-319-93818-9_17. **Q2**
- 16-** Optimum location and sizing of capacitor banks using VOLT VAR compensation in micro-grids.
Article in IEEE Latin America Transactions 18 (03), 465-472 · 2020. **Q2**. DOI: 10.1109/TLA.2020.9082717
- 17-** A novel strategy for dynamic identification in AC/DC microgrids based on ARX and Petri Nets.

Article in Heliyon: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2020.e03559>. 2020. *Q1*

18- Optimal Compensation of Reactive Power in Radial Distribution Networks Considering Design Period.

Article in 2019 International Conference on Information Systems and Computer Science (INCISCOS). SCOPUS. <https://doi.org/10.1109/INCISCOS49368.2019.00026>.

19- An ARX-Petri Nets algorithm for Active Identification of an AC/DC Microgrid Simulation

Article in 2019 IEEE 4th Colombian Conference on Automatic Control (CCAC), 1-6. SCOPUS. 10.1109/CCAC.2019.8921191

Proyectos de Investigación:

Este trabajo de investigación se ha desarrollado dentro del marco de los siguientes proyectos de investigación financiados con fondos de la Universidad Politécnica Salesiana:

- 1- “Caracterización de las cargas residenciales para una óptima demanda eléctrica en Smart Grid”. Financiado por la Universidad Politécnica Salesiana. Quito. Ecuador. (Enero – 2015). <https://ups.elsevierpure.com/es/projects/characterization-of-residential-loads-for-optimum-electrical-dema>
- 2- “Diagnóstico de fallas y control Volt-Var basado en comportamiento fasorial de Smart Grid usando PMU”. Financiado por la Universidad Politécnica Salesiana. Quito. Ecuador. (Enero – 2016). <https://ups.elsevierpure.com/es/projects/fault-diagnostics-and-volt-var-control-based-on-smart-grid-phasor>
- 3- “Mejoramiento de la Eficiencia Energética y la Estabilidad de Voltaje en Redes de Distribución basado en Optimización de los Flujos de Potencia Reactiva”. Financiado por la Universidad Politécnica Salesiana. Quito. Ecuador. (Enero – 2017). <https://ups.elsevierpure.com/es/projects/improvement-of-the-energy-efficiency-and-the-stability-of-voltage>

- 4- “Compensación dinámica y control VOLT – VAR en redes eléctricas de distribución con recursos distribuidos”. Financiado por la Universidad Politécnica Salesiana. Quito. Ecuador. (Enero – 2018). <https://ups.elsevierpure.com/es/projects/dynamic-compensation-and-volt-var-control-in-distribution-network>
- 5- “Óptima Operación Y Tolerancia A Fallos De Híbridas Ac / Dc Basada En Estrategias Multicriterios De Regulación Y Control”. Financiado por la Universidad Politécnica Salesiana. Quito. Ecuador. (Enero – 2019). <https://ups.elsevierpure.com/es/projects/%C3%B3ptima-operaci%C3%B3n-y-tolerancia-a-fallos-de--híbridas-ac>
- 6- “Análisis De La Demanda De Energía Eléctrica Por La Inserción De Con Generación Fotovoltaica Basado En La Óptima Respuesta De La Demanda”. Financiado por la Universidad Politécnica Salesiana. Quito. Ecuador. (Enero – 2019). <https://ups.elsevierpure.com/es/projects/an%C3%A1lisis-de-la-demanda-de-energ%C3%ADa-el%C3%A9ctrica-por-la-inserci%C3%B3n-de-m>
- 7- “Mercados De Inercia Como Solución A La Estabilidad De Frecuencia En Redes De Distribución Con Alta Penetración De Generación Distribuida”. Financiado por la Universidad Politécnica Salesiana. Quito. Ecuador. (Enero – 2019). <https://ups.elsevierpure.com/es/persons/alexander-aguila-tellez-3/projects/>
- 8- “Compensación óptima simultánea de potencias activas y reactivas en Microrredes Eléctricas usando técnicas heurísticas”. Financiado por la Universidad Politécnica Salesiana. Quito. Ecuador. (Enero – 2020).

Trabajos de grado dirigidos en el área temática:

<https://dspace.ups.edu.ec/simple-search?query=alexander+aguila>

1. Localización y dimensionamiento óptimo de dispositivos SVC para la compensación de potencia reactiva en SEP.
2. Optimización multiobjetivo de flujos de potencia en redes de distribución basado en el control volt-var.

3. Óptima compensación de la potencia reactiva en redes de distribución eléctrica basado en SIMULATED ANNEALING.
4. Análisis de estabilidad de tensión en redes de distribución con generación distribuida.
5. Análisis de factibilidad para la compensación de reactivo en función del mínimo de pérdidas en redes de distribución.
6. Óptima gestión y regulación de voltaje en redes de distribución con generación distribuida y almacenamiento de energía.
7. Óptimo dimensionamiento y ubicación de bancos de capacitores en redes de distribución usando algoritmos de colonia de hormigas.
8. Óptimo flujo de potencia reactiva en redes eléctricas de distribución con generación distribuida.
9. Ubicación de recursos distribuidos basado en flujos de potencia usando optimización por enjambre de partículas.
10. Óptima ubicación y dimensionamiento de bancos de capacitores usando compensación Volt-Var en redes eléctricas.

Trabajos de posgrado dirigidos en el área temática: 9 trabajos de posgrado en avance: Maestría en Electricidad, Universidad Politécnica Salesiana.

TRABAJOS FUTUROS

Como trabajo futuro se propone el análisis de las respuestas de compensación de reactivo en estudios dinámicos, análisis en proyección futura de la demanda y el estudio en condiciones operativas de contingencias y de inestabilidad del sistema.

Se propone, además, el análisis de la compensación fija ante perturbaciones por grandes desequilibrios entre generación y demanda en sistemas aislados.

REFERENCIAS

- [1] T.M. Krishna, N.V. Ramana, S. Kamakshaiyah, A novel algorithm for the loss estimation and minimization of radial distribution system with distributed generation, in: 2013: pp. 1289–1293. doi:10.1109/ICEETS.2013.6533573.
- [2] M.A. Kashem, V. Ganapathy, G.B. Jasmon, M.I. Buhari, A novel method for loss minimization in distribution networks, in: 2000: pp. 251–256. doi:10.1109/DRPT.2000.855672.
- [3] M.N.M. Nasir, N.M. Shahrin, Z.H. Bohari, M.F. Sulaima, M.Y. Hassan, A distribution network reconfiguration based on PSO: Considering DGs sizing and allocation evaluation for voltage profile improvement, 2014 IEEE Student Conf. Res. Dev. SCORED 2014. (2014). doi:10.1109/SCORED.2014.7072981.
- [4] T.H. Sikiru, A.A. Jimoh, Y. Hamam, J.T. Agee, R. Ceschi, Voltage profile improvement based on network structural characteristics, (2012). doi:10.1109/TDC-LA.2012.6319054.
- [5] H. Iyer, S. Member, S. Ray, R. Ramakumar, L. Fellow, Assessment of Distributed Generation Based on Voltage Profile Improvement and Line Loss Reduction, (2006) 1–6. doi:10.1109/TDC.2006.1668671.
- [6] H. Iyer, S. Ray, R. Ramakumar, Voltage profile improvement with distributed generation, IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. 2005. (2005) 1–8. doi:10.1109/PES.2005.1489406.
- [7] A.A. Abdulrazzaq, M. Eremia, L. Toma, C.A. Mandis, Optimal location and size of SVC for power losses minimization and voltage security improvement, 2015 9th Int. Symp. Adv. Top. Electr. Eng. ATEE 2015. (2015) 858–863. doi:10.1109/ATEE.2015.7133921.
- [8] A. Hamouda, S. Sayah, Optimal capacitors sizing in distribution feeders using heuristic search based node stability-indices, Int. J. Electr. Power Energy Syst. 46 (2013) 56–64. doi:10.1016/j.ijepes.2012.10.016.
- [9] A.A. Abou El-Ela, M.T. Mouwafi, A.-M. Kinawy, R.A. El-Sehiemy, Optimal capacitor placement in distribution systems for power loss reduction and voltage

- profile improvement, *IET Gener. Transm. Distrib.* 10 (2016) 1209–1221. doi:10.1049/iet-gtd.2015.0799.
- [10] S.K. Injeti, V.K. Thunuguntla, M. Shareef, Optimal allocation of capacitor banks in radial distribution systems for minimization of real power loss and maximization of network savings using bio-inspired optimization algorithms, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 69 (2015) 441–455. doi:10.1016/j.ijepes.2015.01.040.
- [11] J. Vuletić, M. Todorovski, Optimal capacitor placement in radial distribution systems using clustering based optimization, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 62 (2014) 229–236. doi:10.1016/j.ijepes.2014.05.001.
- [12] S. Nojavan, M. Jalali, K. Zare, Optimal allocation of capacitors in radial/mesh distribution systems using mixed integer nonlinear programming approach, *Electr. Power Syst. Res.* 107 (2014) 119–124. doi:10.1016/j.epsr.2013.09.019.
- [13] M. Sedighzadeh, M. Dakhem, M. Sarvi, H. Kordkheili, Optimal reconfiguration and capacitor placement for power loss reduction of distribution system using improved binary particle swarm optimization, *Int. J. Energy Environ. Eng.* 5 (2014) 3. doi:10.1186/2251-6832-5-3.
- [14] M. Bazrafshan, N. Gatsis, Placing and sizing distributed photovoltaic generators for optimal reactive power compensation, 2015 IEEE Glob. Conf. Signal Inf. Process. Glob. 2015. (2016) 1136–1140. doi:10.1109/GlobalSIP.2015.7418375.
- [15] M. Dixit, P. Kundu, H.R. Jariwala, Optimal allocation and sizing of shunt capacitor in distribution system for power loss minimization, 2016 IEEE Students' Conf. Electr. Electron. Comput. Sci. SCEECS 2016. (2016). doi:10.1109/SCEECS.2016.7509288.
- [16] B. Baran, J. Vallejos, R. Ramos, U. Fernandez, Reactive power compensation using a multi-objective evolutionary algorithm, in: 2001: pp. 6 pp. vol.2-. doi:10.1109/PTC.2001.964766.
- [17] R. Ramos, J. Vallejos, B. Baran, Multiobjective reactive power compensation with voltage security, in: 2004: pp. 302–307. doi:10.1109/TDC.2004.1432396.
- [18] M.M. Rahman, J. V. Paatero, R. Lahdelma, Evaluation of choices for sustainable rural electrification in developing countries: A multicriteria approach, *Energy Policy.* 59 (2013) 589–599. doi:10.1016/j.enpol.2013.04.017.
- [19] S. Jahdi, A. Etemadian, G.M. Ieee, DG Modeling and Compensation Methods in

- Distribution Load Flow Analysis and Voltage Profile Recovery, (2011).
- [20] F.M. Gatta, A. Geri, M. Maccioni, A. Mantineo, M. Cresta, M. Paulucci, Reactive power control strategy for voltage regulation and power-factor correction in MV distribution networks, 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015. (2015). doi:10.1109/PTC.2015.7232465.
- [21] P. Pezzini, O. Gomis-Bellmunt, A. Sudrià-Andreu, Optimization techniques to improve energy efficiency in power systems, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15 (2011) 2028–2041. doi:10.1016/j.rser.2011.01.009.
- [22] K. Miyazaki, T. Takeshita, Line loss minimization in radial distribution system using multiple STATCOMs and static capacitors, in: 2014: pp. 601–608. doi:10.1109/IPEC.2014.6869647.
- [23] F. David, P. Acuña, Análisis de Armónicos en un Compensador Estático de VAR's (SVC) Usando Modelado en Dominio Armónico (Harmonic Domain)., (2013) 1–10.
- [24] N.K. Roy, H.R. Pota, M.J. Hossain, Reactive power management of distribution networks with wind generation for improving voltage stability, *Renew. Energy.* 58 (2013) 85–94. doi:10.1016/j.renene.2013.02.030.
- [25] S. Member, P. a N. Garcia, Power Factor Correction on Distribution Networks Including Distributed Generation, (2007) 1–6. doi:10.1109/PES.2007.386220.
- [26] P. Pachanpan, Hybrid reactive power compensations for power factor correction in distribution networks with DG, 2014 Int. Electr. Eng. Congr. IEECON 2014. (2014) 3–6. doi:10.1109/IEECON.2014.6925914.
- [27] M. Jafarian, J. Scherpen, M. Aiello, A price-based approach for voltage regulation and power loss minimization in power distribution networks, (2016) 0–5. doi:10.1109/CDC.2016.7798347.
- [28] G. Liu, B. Xiao, M. Starke, B. Ollis, D. King, P. Irminger, K. Tomsovic, Advanced Energy Storage Management in Distribution Network, *Hawaii Int. Conf. Syst. Sci.* (2016). doi:10.1109/HICSS.2016.298.
- [29] K. He, K. Liu, X. Ye, Y. Diao, Sequential control of capacitors and taps of distribution network with distributed generation, *China Int. Conf. Electr. Distrib. CICED. 2016-Sept* (2016) 10–13. doi:10.1109/CICED.2016.7576134.
- [30] D. Chavez, S. Espinosa, D. Arias Cazco, Reactive Power Optimization of the

- Electric System based on Minimization of Losses, *IEEE Lat. Am. Trans.* 14 (2016) 4540–4546. doi:10.1109/TLA.2016.7795826.
- [31] G. Liu, M. Starke, X. Zhang, K. Tomsovic, C. Max, P.D. Max, A MILP-Based Distribution Optimal Power Flow Model for Microgrid Operation Maximum/minimum output of DG i. P, (2016). doi:10.1109/PESGM.2016.7741704.
- [32] T. Sattarpour, D. Nazarpour, S. Golshannavaz, An optimal installation strategy of photovoltaic-based DGs and capacitors considering distributed VAr support of photovoltaic converters, *ELECO 2015 - 9th Int. Conf. Electr. Electron. Eng.* (2016) 383–388. doi:10.1109/ELECO.2015.7394479.
- [33] S. Chen, Z. Chen, X. Zhang, C. Su, W. Hu, Optimal reactive power and voltage control in distribution networks with distributed generators by fuzzy adaptive hybrid particle swarm optimisation method, *IET Gener. Transm. Distrib.* 9 (2015) 1096–1103. doi:10.1049/iet-gtd.2014.1059.
- [34] S. Udgir, L. Srivastava, M. Pandit, Optimal placement and sizing of SVC for loss minimization and voltage security improvement using differential evolution algorithm, *Int. Conf. Recent Adv. Innov. Eng. ICRAIE 2014.* (2014). doi:10.1109/ICRAIE.2014.6909310.
- [35] B. Bhattacharya, K.K. Mandal, N. Chakraborty, Real and reactive power optimization using hybrid cultural algorithm, *Int. Conf. Control. Instrumentation, Energy Commun. CIEC 2014.* (2014) 441–445. doi:10.1109/CIEC.2014.6959127.
- [36] H. Xiao, Multi-Objective Reactive Power Optimization Based on Chaos Particle Swarm Optimization Algorithm *, (2013) 1014–1017. doi:10.1109/IMSNA.2013.6743453.
- [37] A.C. Rueda-Medina, J.M. Lopez-Lezama, A. Padilha-Feltrin, Comparison of reactive power support in distribution networks provided by Capacitor Banks and distributed generators, *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.* (2011) 1–8. doi:10.1109/PES.2011.6039647.
- [38] H. Mori, A Multi-Objective Meta-Heuristic Method for Distribution Network Optimization, *Simulation.* (2010) 3457–3460. doi:10.1109/ISCAS.2010.5537840.
- [39] P. Gardel, B. Barán, H. Estigarribia, U. Fernández, Aplicación del Ómicron ACO al problema de compensación de potencia reactiva en un contexto multiobjetivo,

- XI Congr. Argentino Ciencias La Comput. (2005).
<http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/22947>.
- [40] C. Jiang, C. Wang, Improved evolutionary programming with dynamic mutation and metropolis criteria for multi-objective reactive power optimisation, *Gener. Transm. Distrib. IEE Proceedings-*. 152 (2005) 291–294. doi:10.1049/ip-gtd:20045007.
- [41] J.A. Suárez, G.F. Di Mauro, D.A.C. Agüero, Análisis de la distorsión armónica y los efectos de atenuación y diversidad en áreas residenciales, 3 (2005) 429–435. doi:10.1109/TLA.2005.1642439.
- [42] R.A.R. Galeano, y V.M.J.M. A, * COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA MULTIOBJETIVO USANDO INTELIGENCIA ARTIFICIAL, (2003). http://www.cnc.una.py/publicaciones/1_55.pdf.
- [43] B. Barán, J. Vallejos, R. Ramos, U. Fernández, Reactive Power Compensation using a Multi-objective Evolutionary Algorithm, *IEEE Porto Power Tech Proc.* (2001) 6–11. doi:10.1109/PTC.2001.964766.
- [44] J. Boudrias, T.D. Group, J. Bannard, N.W. Street, POWER FACTOR CORRECTION AND ENERGY SAVING I 1, (2002) 99–102.
- [45] M.H. Shwedhi, M.R. Sultan, Power factor correction capacitors; essentials and cautions, 2000 *Power Eng. Soc. Summer Meet.* (Cat. No.00CH37134). 3 (2000) 1317–1322. doi:10.1109/PESS.2000.868713.
- [46] 30 Bus Power Flow Test Case, *Power Systems Test Case Archive*, (n.d.). https://www2.ee.washington.edu/research/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm.
- [47] M.H. Moradi, A. Zeinalzadeh, Y. Mohammadi, M. Abedini, An efficient hybrid method for solving the optimal sitting and sizing problem of DG and shunt capacitor banks simultaneously based on imperialist competitive algorithm and genetic algorithm, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 54 (2014) 101–111. doi:10.1016/j.ijepes.2013.06.023.
- [48] A. Safa, M. Sakhaeifar, Mismatched disturbance attenuation control for static var compensator with uncertain parameters, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 91 (2017) 61–70. doi:10.1016/j.ijepes.2017.02.007.
- [49] M.A.S. Masoum, E.F. Fuchs, M.A.S. Masoum, E.F. Fuchs, Chapter 10 – Optimal Placement and Sizing of Shunt Capacitor Banks in the Presence of Harmonics, in:

- Power Qual. *Power Syst. Electr. Mach.*, 2015: pp. 887–959. doi:10.1016/B978-0-12-800782-2.00010-5.
- [50] J. Preetha Roselyn, D. Devaraj, S.S. Dash, Multi Objective Differential Evolution approach for voltage stability constrained reactive power planning problem, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 59 (2014) 155–165. doi:10.1016/j.ijepes.2014.02.013.
- [51] N. Kanwar, N. Gupta, K.R. Niazi, A. Swarnkar, Improved meta-heuristic techniques for simultaneous capacitor and DG allocation in radial distribution networks, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 73 (2015) 653–664. doi:10.1016/j.ijepes.2015.05.049.
- [52] R. Gholami, M. Shahabi, M.-R. Haghifam, An efficient optimal capacitor allocation in DG embedded distribution networks with islanding operation capability of micro-grid using a new genetic based algorithm, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 71 (2015) 335–343. doi:10.1016/j.ijepes.2015.03.005.
- [53] Y. Li, Y. Wang, B. Li, A hybrid artificial bee colony assisted differential evolution algorithm for optimal reactive power flow, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 52 (2013) 25–33. doi:10.1016/j.ijepes.2013.03.016.
- [54] H.S. Ramadan, A.F. Bendary, S. Nagy, Particle swarm optimization algorithm for capacitor allocation problem in distribution systems with wind turbine generators, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 84 (2017) 143–152. doi:10.1016/j.ijepes.2016.04.041.
- [55] M.M. Aman, G.B. Jasmon, A.H.A. Bakar, H. Mokhlis, M. Karimi, Optimum shunt capacitor placement in distribution system—A review and comparative study, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 30 (2014) 429–439. doi:10.1016/j.rser.2013.10.002.
- [56] M. K., J. S., Integrated approach of network reconfiguration with distributed generation and shunt capacitors placement for power loss minimization in radial distribution networks, *Appl. Soft Comput.* 52 (2017) 1262–1284. doi:10.1016/j.asoc.2016.07.031.
- [57] S. Sundhararajan, A. Pahwa, Optimal selection of capacitors for radial distribution systems using a genetic algorithm, *IEEE Trans. Power Syst.* 9 (1994) 1499–1507. doi:10.1109/59.336111.
- [58] M. Ramalinga Raju, K.V.S. Ramachandra Murthy, K. Ravindra, Direct search algorithm for capacitive compensation in radial distribution systems, *Int. J. Electr.*

- Power Energy Syst. 42 (2012) 24–30. doi:10.1016/j.ijepes.2012.03.006.
- [59] S. Ganguly, Multi-Objective Planning for Reactive Power Compensation of Radial Distribution Networks With Unified Power Quality Conditioner Allocation Using Particle Swarm Optimization, *IEEE Trans. Power Syst.* 29 (2014) 1801–1810. doi:10.1109/TPWRS.2013.2296938.
- [60] S.-C. Hsieh, Economic Evaluation of the Hybrid Enhancing Scheme With DSTATCOM and Active Power Curtailment for PV Penetration in Taipower Distribution Systems, *IEEE Trans. Ind. Appl.* 51 (2015) 1953–1961. doi:10.1109/TIA.2014.2367138.
- [61] S.A. Taher, S.A. Afsari, Optimal location and sizing of DSTATCOM in distribution systems by immune algorithm, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 60 (2014) 34–44. doi:10.1016/j.ijepes.2014.02.020.
- [62] S. Jazebi, S.H. Hosseinian, B. Vahidi, DSTATCOM allocation in distribution networks considering reconfiguration using differential evolution algorithm, *Energy Convers. Manag.* 52 (2011) 2777–2783. doi:10.1016/j.enconman.2011.01.006.
- [63] J.-P. Chiou, C.-F. Chang, C.-T. Su, Ant Direction Hybrid Differential Evolution for Solving Large Capacitor Placement Problems, *IEEE Trans. Power Syst.* 19 (2004) 1794–1800. doi:10.1109/TPWRS.2004.835651.
- [64] H. Bagheri Tolabi, M.H. Ali, M. Rizwan, Simultaneous Reconfiguration, Optimal Placement of DSTATCOM, and Photovoltaic Array in a Distribution System Based on Fuzzy-ACO Approach, *IEEE Trans. Sustain. Energy.* 6 (2015) 210–218. doi:10.1109/TSTE.2014.2364230.
- [65] S. Devi, M. Geethanjali, Optimal location and sizing determination of Distributed Generation and DSTATCOM using Particle Swarm Optimization algorithm, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 62 (2014) 562–570. doi:10.1016/j.ijepes.2014.05.015.
- [66] M.-R. Haghifam, O.P. Malik, Genetic algorithm-based approach for fixed and switchable capacitors placement in distribution systems with uncertainty and time varying loads, *IET Gener. Transm. Distrib.* 1 (2007) 244. doi:10.1049/iet-gtd:20045267.
- [67] Y. Xu, Z.Y. Dong, K.P. Wong, E. Liu, B. Yue, Optimal Capacitor Placement to

- Distribution Transformers for Power Loss Reduction in Radial Distribution Systems, *IEEE Trans. Power Syst.* 28 (2013) 4072–4079. doi:10.1109/TPWRS.2013.2273502.
- [68] D.Q. Hung, N. Mithulananthan, Multiple Distributed Generator Placement in Primary Distribution Networks for Loss Reduction, *IEEE Trans. Ind. Electron.* 60 (2013) 1700–1708. doi:10.1109/TIE.2011.2112316.
- [69] J. Sanam, S. Ganguly, A.K. Panda, C. Hemanth, Optimization of Energy Loss Cost of Distribution Networks with the Optimal Placement and Sizing of DSTATCOM Using Differential Evolution Algorithm, *Arab. J. Sci. Eng.* 42 (2017) 2851–2865. doi:10.1007/s13369-017-2518-y.
- [70] T. Niknam, S.I. Taheri, J. Aghaei, S. Tabatabaei, M. Nayeripour, A modified honey bee mating optimization algorithm for multiobjective placement of renewable energy resources, *Appl. Energy.* 88 (2011) 4817–4830. doi:10.1016/j.apenergy.2011.06.023.
- [71] S. Ganguly, N.C. Sahoo, D. Das, Multi-objective planning of electrical distribution systems using dynamic programming, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 46 (2013) 65–78. doi:10.1016/j.ijepes.2012.10.030.
- [72] S. Sultana, P.K. Roy, Optimal capacitor placement in radial distribution systems using teaching learning based optimization, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 54 (2014) 387–398. doi:10.1016/j.ijepes.2013.07.011.
- [73] M.H. Moradi, A. Zeinalzadeh, Y. Mohammadi, M. Abedini, An efficient hybrid method for solving the optimal sitting and sizing problem of DG and shunt capacitor banks simultaneously based on imperialist competitive algorithm and genetic algorithm, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 54 (2014) 101–111. doi:10.1016/j.ijepes.2013.06.023.
- [74] Y. Mohamed Shuaib, M. Surya Kalavathi, C. Christober Asir Rajan, Optimal capacitor placement in radial distribution system using Gravitational Search Algorithm, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 64 (2015) 384–397. doi:10.1016/j.ijepes.2014.07.041.
- [75] M.H. Moradi, M. Abedini, A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 34 (2012) 66–74. doi:10.1016/j.ijepes.2011.08.023.

- [76] M. Varadarajan, K.S. Swarup, Differential evolutionary algorithm for optimal reactive power dispatch, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 30 (2008) 435–441. doi:10.1016/j.ijepes.2008.03.003.
- [77] M.E. Hamedani Golshan, S.A. Arefifar, Distributed generation, reactive sources and network-configuration planning for power and energy-loss reduction, *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.* 153 (2006) 127. doi:10.1049/ip-gtd:20050170.
- [78] J. Vuletić, M. Todorovski, Optimal capacitor placement in radial distribution systems using clustering based optimization, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 62 (2014) 229–236. doi:10.1016/j.ijepes.2014.05.001.
- [79] J. Sanam, A.K. Panda, S. Ganguly, Optimal Phase Angle Injection for Reactive Power Compensation of Distribution Systems with the Allocation of Multiple Distribution STATCOM, *Arab. J. Sci. Eng.* 42 (2017) 2663–2671. doi:10.1007/s13369-016-2296-y.
- [80] D. Das, Optimal placement of capacitors in radial distribution system using a Fuzzy-GA method, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 30 (2008) 361–367. doi:10.1016/j.ijepes.2007.08.004.
- [81] F.S. Abu-Mouti, M.E. El-Hawary, Optimal Distributed Generation Allocation and Sizing in Distribution Systems via Artificial Bee Colony Algorithm, *IEEE Trans. Power Deliv.* 26 (2011) 2090–2101. doi:10.1109/TPWRD.2011.2158246.
- [82] Y. Li, X. Li, Z. Li, Reactive Power Optimization Using Hybrid CABC-DE Algorithm, *Electr. Power Components Syst.* 45 (2017) 980–989. doi:10.1080/15325008.2017.1311387.
- [83] World Energy Issues Monitor 2017 | Exposing the new energy realities, (2017). <https://www.worldenergy.org/publications/2017/world-energy-issues-monitor-2017/>.
- [84] Z. Yang, H. Zhong, Q. Xia, C. Kang, A novel network model for optimal power flow with reactive power and network losses, *Electr. Power Syst. Res.* 144 (2017) 63–71. doi:10.1016/j.epsr.2016.11.009.
- [85] Z. Yang, A. Bose, H. Zhong, N. Zhang, Q. Xia, C. Kang, Optimal Reactive Power Dispatch With Accurately Modeled Discrete Control Devices: A Successive Linear Approximation Approach, *IEEE Trans. Power Syst.* 32 (2017) 2435–2444. doi:10.1109/TPWRS.2016.2608178.

- [86] E. Chölyök Chonja Hakhoe., X. Yin, Y. Chen, J. Lai, *Journal of power electronics.*, Korean Institute of Power Electronics, 2001. <http://www.dbpia.co.kr/Journal/ArticleDetail/NODE07122624> (accessed August 29, 2017).
- [87] S. Fang, H. Cheng, G. Xu, Q. Zhou, H. He, P. Zeng, Stochastic optimal reactive power reserve dispatch considering voltage control areas, *Int. Trans. Electr. Energy Syst.* 27 (2017) e2269. doi:10.1002/etep.2269.
- [88] S.M. Mohseni-Bonab, A. Rabiee, Optimal reactive power dispatch: a review, and a new stochastic voltage stability constrained multi-objective model at the presence of uncertain wind power generation, *IET Gener. Transm. Distrib.* 11 (2017) 815–829. doi:10.1049/iet-gtd.2016.1545.
- [89] Institution of Electrical Engineers., *IEE proceedings. Generation, transmission, and distribution.*, Institution of Electrical Engineers, 1994.
- [90] I. Kim, Optimal distributed generation allocation for reactive power control, *IET Gener. Transm. Distrib.* 11 (2017) 1549–1556. doi:10.1049/iet-gtd.2016.1393.
- [91] A. Enshae, P. Enshae, New reactive power flow tracing and loss allocation algorithms for power grids using matrix calculation, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 87 (2017) 89–98. doi:10.1016/j.ijepes.2016.11.010.
- [92] N.A. El-Taweel, H.E.Z. Farag, A distributed constraint satisfaction approach for reactive power sharing in microgrids, *Electr. Power Syst. Res.* 147 (2017) 42–54. doi:10.1016/j.epsr.2017.02.006.
- [93] I. Necoara, V. Nedelcu, D. Clipici, L. Toma, C. Bulac, Optimal voltage control for loss minimization based on sequential convex programming, (n.d.). doi:10.1109/ISGTEurope.2016.7856251.
- [94] Z. He, F. Ma, Q. Xu, Y. Chen, C. Li, M. Li, J.M. Guerrero, A. Luo, Reactive Power Strategy of Cascaded Delta-Connected STATCOM Under Asymmetrical Voltage Conditions, *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.* 5 (2017) 784–795. doi:10.1109/JESTPE.2017.2649683.
- [95] A. Kavousi-Fard, A. Khosravi, S. Nahavandi, Reactive Power Compensation in Electric Arc Furnaces Using Prediction Intervals, *IEEE Trans. Ind. Electron.* 64 (2017) 5295–5304. doi:10.1109/TIE.2017.2677345.
- [96] H.K. Nguyen, H. Mohsenian-Rad, A. Khodaei, Z. Han, Decentralized Reactive

- Power Compensation Using Nash Bargaining Solution, *IEEE Trans. Smart Grid.* 8 (2017) 1679–1688. doi:10.1109/TSG.2015.2500729.
- [97] M. Kosari, S.H. Hosseini, Decentralized Reactive Power Sharing and Frequency Restoration in Islanded Microgrid, *IEEE Trans. Power Syst.* 32 (2017) 2901–2912. doi:10.1109/TPWRS.2016.2621033.
- [98] B. Bhattacharyya, S. Raj, Differential Evolution Technique for the Optimization of Reactive Power Reserves, *J. Circuits, Syst. Comput.* 26 (2017) 1750155. doi:10.1142/S0218126617501559.
- [99] C.-S. Lam, L. Wang, S.-I. Ho, M.-C. Wong, Adaptive Thyristor-Controlled LC-Hybrid Active Power Filter for Reactive Power and Current Harmonics Compensation With Switching Loss Reduction, *IEEE Trans. Power Electron.* 32 (2017) 7577–7590. doi:10.1109/TPEL.2016.2640304.
- [100] K. KOUNO, E. NAKANISHI, Y. NAGANO, M. HOJO, Reactive Power Control of Mega-Solar System for Voltage Regulation with Long Distribution Line, *Electr. Eng. Japan.* 201 (2017) 38–56. doi:10.1002/eej.22994.
- [101] S.R.A.M.I. Milanés-montero, Optimización de la ubicación de filtros activos en redes de distribución con cargas polucionantes, (n.d.) 1–6.
- [102] Y. Alinejad-Beromi, M. Sedighzadeh, M. Sadighi, A particle swarm optimization for siting and sizing of distributed generation in distribution network to improve voltage profile and reduce THD and losses, *Proc. Univ. Power Eng. Conf.* (2008). doi:10.1109/UPEC.2008.4651544.
- [103] R. Viral, D.K. Khatod, Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16 (2012) 5146–5165. doi:10.1016/j.rser.2012.05.020.
- [104] K.N. Pau, B. Venkatesh, P. Sankaran, Var compensation by evolutionary programming considering harmonics, *IEEE Trans. Power Deliv.* 19 (2004) 899–901. doi:10.1109/TPWRD.2004.825127.
- [105] G. Gutierrez, A. Aguila, D. González, L. Ortiz, Optimum location and sizing of capacitor banks using VOLT VAR compensation in micro-grids, *IEEE Lat. Am. Trans.* 18 (2020) 465–472. doi:10.1109/TLA.2020.9082717.
- [106] Y. Gupta, R. Nellikkath, K. Chatterjee, S. Doolla, Volt - VAr Optimization and Reconfiguration - Reducing Power Losses in a Droop Based Microgrid, 2020 IEEE

- Int. Conf. Power Electron. Smart Grid Renew. Energy, PESGRE 2020. (2020) 1–6. doi:10.1109/PESGRE45664.2020.9070397.
- [107] M. Šarić, J. Hivziefendić, Optimal Capacitor Placement in Distribution Network for Loss Reduction and Voltage Profile Improvement, 2019 18th Int. Symp. INFOTEH-JAHORINA, INFOTEH 2019 - Proc. (2019) 20–22. doi:10.1109/INFOTEH.2019.8717769.
- [108] R.I. Aljendy, R.R. Nasyrov, H.M. Sultan, A.A. Zaki Diab, Bio-inspired Optimization Techniques for Compensation Reactive Power and Voltage Profile Improvement in the Syrian Electrical Distribution Systems, Proc. 2019 IEEE Conf. Russ. Young Res. Electr. Electron. Eng. ElConRus 2019. (2019) 928–933. doi:10.1109/EIConRus.2019.8656900.
- [109] M. Jafari, T.O. Olowu, A.I. Sarwat, Optimal Smart Inverters Volt-VAR Curve Selection with a Multi-Objective Volt-VAR Optimization using Evolutionary Algorithm Approach, 2018 North Am. Power Symp. NAPS 2018. (2019). doi:10.1109/NAPS.2018.8600542.
- [110] N.S. Lakra, P. Prakash, R.C. Jha, Power quality improvement of distribution system by reactive power compensation, Int. Conf. Power Embed. Drive Control. ICPEDC 2017. (2017) 415–420. doi:10.1109/ICPEDC.2017.8081125.
- [111] A. Aguila, J. Wilson, Technical and Economic Assessment of the Implementation of Measures for Reducing Energy Losses in Distribution Systems, IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci. 73 (2017) 012018. doi:10.1088/1755-1315/73/1/012018.
- [112] A.A. Tellez, D.F.C. Galarza, L.O. Matos, Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems, IEEE Lat. Am. Trans. 13 (2015) 2190–2194. doi:10.1109/TLA.2015.7273776.
- [113] V. Borozan, D. Rajicic, R. Ackovski, Improved method for loss minimization in distribution networks, IEEE Trans. Power Syst. 10 (1995) 1420–1425. doi:10.1109/59.466509.
- [114] E. Society, Appendix A : Symbols and Prefixes, (2008). doi:10.1016/B978-0-08-096632-8.00012-6.
- [115] J.R. Aguero, Improving the efficiency of power distribution systems through technical and non-technical losses reduction, in: 2012: pp. 1–8. doi:10.1109/TDC.2012.6281652.

- [116] P. Kayal, S. Chanda, C.K. Chanda, An ANN based network reconfiguration approach for voltage stability improvement of distribution network, 2011 Int. Conf. Power Energy Syst. (2011) 1–7. doi:10.1109/ICPES.2011.6156643.
- [117] F.A. Castillo Munoz, A. Aguila Tellez, J.W. Gonzalez Sanchez, Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation, IEEE Lat. Am. Trans. 14 (2016) 4491–4498. doi:10.1109/TLA.2016.7795819.
- [118] S. Toma, T. Senjyu, A. Yona, H. Sekine, T. Funabashi, C.-H. Kim, Optimal control of voltage in distribution systems by voltage reference management, in: 2008: pp. 1239–1244. doi:10.1109/PECON.2008.4762666.
- [119] S. Deng, C. Yuan, J. Yang, A. Zhou, Distributed Mining for Content Filtering Function Based on Simulated Annealing and Gene Expression Programming in Active Distribution Network, IEEE Access. 5 (2017) 2319–2328. doi:10.1109/ACCESS.2017.2669106.
- [120] U. of Washington, IEEE 30 Bus Test Case, (1993). http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm.
- [121] A.A. Téllez, A. Robayo, I. Isaac, G. López, J. González, Optimal sizing of distribution transformers using exhaustive search algorithm, 2019 FISE-IEEE/CIGRE Conf. - Living Energy Transit. (2019). doi:10.1109/FISECIGRE48012.2019.8984965.
- [122] M. Ayoubi, R. Hooshmand, M. Torabian Esfahani, Optimal capacitor placement in distorted distribution systems considering resonance constraint using multi-swarm particle swarm optimisation algorithm, IET Gener. Transm. Distrib. (2017) 1–12. doi:10.1049/iet-gtd.2016.0989.
- [123] S.-Y. Lee, C.-J. Wu, Combined compensation structure of a static Var compensator and an active filter for unbalanced three-phase distribution feeders with harmonic distortion, Electr. Power Syst. Res. 46 (1998) 243–250. doi:10.1016/S0378-7796(98)00074-1.
- [124] M.O. Problems, R. Lei, Y. Cheng, A Pareto-Based Differential Evolution Algorithm for Multi-objective Optimization Problems, 1 (2010) 1608–1613. <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2095/document/5498305/>.
- [125] S. Ebrahimi, V. Najmi, H. Mokhtari, Reactive compensation investigation of TSC

- systems based on different power factor definitions, in: 2012: pp. 1393–1398. doi:10.1109/IECON.2012.6388537.
- [126] H.A. Attia, Optimal voltage profile control and losses minimization of radial distribution feeders, in: 2008: pp. 453–458. doi:10.1109/MEPCON.2008.4562391.
- [127] B.N. Singh, B. Singh, A. Chandra, K. Al-Haddad, Digital implementation of an advanced static compensator for voltage profile improvement, power-factor correction and balancing of unbalanced reactive loads, *Electr. Power Syst. Res.* 54 (2000) 101–111. doi:10.1016/S0378-7796(99)00078-4.
- [128] C.-X. Zhang, Y. Zeng, Voltage and reactive power control method for distribution grid, in: 2013: pp. 1–6. doi:10.1109/APPEEC.2013.6837313.
- [129] M.D.E.L.A. Comisi, D.E. Regulaci, D.E. Energ, de Energía y Gas PROPUESTA DE REGULACIÓN DE LA INTERCONECTADO NACIONAL DOCUMENTO CREG-032, (2012).
- [130] J.A. Bellver, F.G. Martinez, Nuevos Metodos De Valoracion Modelos Multicriterio, 2013. file:///C:/Users/jorge/AppData/Local/Mendeley Ltd./Mendeley Desktop/Downloaded/Bellver, Martinez - 2013 - NUEVOS METODOS DE VALORACION MODELOS MULTICRITERIO.pdf.
- [131] J. Yang, Z. Xu, W. Wang, H. Cai, Implementation of a novel unified power flow controller into Newton-Raphson load flow, *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. 2018-Janua* (2018) 1–5. doi:10.1109/PESGM.2017.8274278.
- [132] S. Chatterjee, S. Mandal, A novel comparison of gauss-seidel and Newton-raphson methods for load flow analysis, *Int. Conf. Power Embed. Drive Control. ICPEDC 2017.* (2017) 1–7. doi:10.1109/ICPEDC.2017.8081050.
- [133] D. Das, Novel method for solving radial distribution networks, *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.* 141 (1994) 291. doi:10.1049/ip-gtd:19949966.
- [134] D. Das, D.P. Kothari, a. Kalam, Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 17 (1995) 335–346. doi:10.1016/0142-0615(95)00050-0.
- [135] J. Yang, Z. Xu, W. Wang, H. Cai, Implementation of a novel unified power flow controller into Newton-Raphson load flow, *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. 2018-January* (2018) 1–5. doi:10.1109/PESGM.2017.8274278.
- [136] L. Ortiz, R. Orizondo, A. Aguila, J.W. Gonz, I. Isaac, J.L. Gabriel, Hybrid AC /

- DC microgrid test system simulation : grid-connected mode, *Heliyon*. 5 (2019) 21. doi:10.1016/j.heliyon.2019.e02862.
- [137] A. Águila Téllez, G. López, I. Isaac, J.W. González, Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources. *Review, Heliyon*. 4 (2018) e00746. doi:10.1016/j.heliyon.2018.e00746.
- [138] S.M. Medina, A. Aguila, Óptima Compensación de Potencia Reactiva en Redes de Distribución Radiales considerando periodo de diseño Optimal Compensation of Reactive Power in Radial Distribution Networks considering design period, 2019 *Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci.* (2019) 108–115. doi:10.1109/INCISCOS49368.2019.00026.