

**RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA EL
MEJORAMIENTO DEL PERFIL DE VOLTAJE BASADO EN EL ALGORITMO DE
OPTIMIZACIÓN DE FORRAJEO PARA MANTARRAYAS.**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN PARA EL MEJORAMIENTO
DEL PERFIL DE VOLTAJE BASADO EN EL
ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN DE
FORRAJE PARA MANTARRAYAS.**

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

AUTOR: ERNESTO RAFAEL GONZÁLEZ SOLÓRZANO
TUTOR: CARLOS ANDRÉS BARRERA SINGAÑA

Quito - Ecuador
2023

Ernesto Rafael González Solórzano

RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DEL PERFIL DE VOLTAJE BASADO EN EL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN DE FORRAJEO PARA MANTARRAYAS.

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2023

Carrera de Electricidad

Breve reseña histórica e información de contacto.



Ernesto Rafael González Solórzano (Y'1999). Realizó sus estudios de nivel secundario en la Unidad Educativa “Eugenio Espejo” de la ciudad de Loja, donde obtuvo el título de Bachiller en Ciencias. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en el estudio de la reconfiguración del sistema de distribución mediante la aplicación de técnicas heurísticas. egonzalezs3@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Carlos Andrés Barrera Singaña (Y'1989). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico en 2013. Además, cursó estudios de posgrado en la Universidad de Zaragoza, España, donde obtuvo el título en Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética con Especialidad en Sistemas Eléctricos. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana. cbarrera@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

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

DERECHOS RESERVADOS

©2023 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

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

Yo, Ernesto Rafael González Solórzano con documento de identificación N° 1104967383 manifiesto que:

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

Quito, 20 de octubre del año 2023

Atentamente,



Ernesto Rafael González Solórzano

1104967383

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

Yo, Ernesto Rafael González Solórzano con documento de identificación No. 1104967383, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico: “Reconfiguración del sistema de distribución para el mejoramiento del perfil de voltaje basado en el algoritmo de optimización de forrajeo para mantarrayas”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

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

Quito, 20 de octubre del año 2023

Atentamente,



Ernesto Rafael González Solórzano

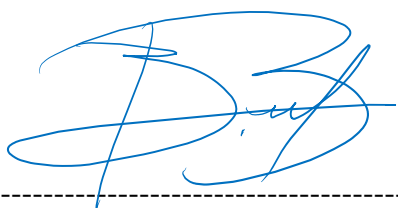
1104967383

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Carlos Andrés Barrera Singaña con documento de identificación N° 0503503336, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DEL PERFIL DE VOLTAJE BASADO EN EL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN DE FORRAJEО PARA MANTARRAYAS, realizado por Ernesto Rafael González Solórzano con documento de identificación N° 1104967383, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción de Artículo Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 20 de octubre del año 2023

Atentamente,



Ing. Carlos Andrés Barrera Singaña, MSc
0503503336

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco teórico	3
2.1	Sistemas de distribución (SD)	4
2.1.1	Elementos fundamentales en la infraestructura de distribución eléctrica	4
2.1.2	Red eléctrica de distribución primaria.....	4
	Alimentadores primarios	5
2.1.3	Configuraciones topológicas entre ramificaciones de alimentadores primarios ..	5
	Radial	5
	Anillo.....	6
	Mallada.....	6
2.2	Perfil de Voltaje.....	6
2.2.1	Límites de variación en el nivel de voltaje.....	6
2.3	Clasificación de pérdidas en la red de distribución	7
2.3.1	Pérdidas técnicas	7
2.3.2	Pérdidas no técnicas	8
2.4	Técnicas para el mejoramiento de voltaje en redes de distribución	8
2.5	Reconfiguración del sistema de distribución (RSD)	9
2.5.1	Estados operación para la RSD	9
2.5.2	Métodos de solución para la RSD	10
	Métodos de Optimización Matemática.....	11
	Métodos de Optimización Heurísticos	11
	Métodos de Optimización Metaheurísticos.....	12
3	Formulación del problema	13
3.1	Función multiobjetivo para la RSD	13
3.2	Restricciones para la RSD	14
3.2.1	Restricción de nivel de voltaje	14
3.2.2	Restricción de corriente en las líneas	14
3.2.3	Restricción de radialidad del sistema	14
3.2.4	Restricción de cargabilidad en líneas	14
3.3	Desarrollo de metodología.....	14
3.3.1	Análisis topológico para la RSD	15
3.3.2	Optimización basada en el forrajeo para mantarrayas (MFRO)	17
	Alimentación en cadena	18
	Estrategia de alimentación ciclónica	19

Estrategia de búsqueda con salto.....	20
3.3.3 Flujo de carga mediante método de Newton-Raphson desacoplado rápido.....	21
Modelamiento matemático.....	21
3.4 Implementación de solución en Matlab.....	23
3.5 Sistemas de prueba.....	24
3.5.1 Sistema de distribución de 33 barras.....	24
3.5.2 Sistema de distribución de 69 barras.....	26
4 Análisis de resultados.....	27
4.1 Sistema de 33 barras.....	28
4.1.1 Escenario 1: Nivel de demanda al 100%.....	28
4.1.2 Escenario 2: Nivel de demanda al 50%.....	31
4.2 Sistema de 69 barras.....	34
4.2.1 Escenario 1: Nivel de demanda al 100%.....	34
4.2.2 Escenario 2: Nivel de demanda al 150%.....	36
5 Conclusiones.....	39
5.1 Trabajos futuros.....	40
6 Referencias.....	40
6.1 Matriz del Estado de Arte.....	45
6.2 Resumen de Indicadores.....	49
7 Anexos.....	50

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Representación del SD.....	4
Figura 2. Topología radial simple del sistema de distribución.	5
Figura 3. Topología en anillo respecto a ramificaciones de alimentador.....	6
Figura 4. Topología en malla respecto a ramificaciones de alimentador.	6
Figura 5. Clasificación de pérdidas en el SD.	7
Figura 6. Objetivos de la RSD.	9
Figura 7. Estados de operación en el SD.....	10
Figura 8. Métodos para resolución de problema de RSD.....	11
Figura 9. Creación de sistema mallado incorporando de líneas de interconexión.	15
Figura 10. Proceso de alimentación en cadena.....	19
Figura 11. Proceso de alimentación ciclónica.	20
Figura 12. Proceso de búsqueda por salto.	20
Figura 13. Modelo de línea de distribución.....	22
Figura 14. Diagrama de flujo de método de Newton – Raphson desacoplado rápido.	23
Figura 15. Sistema de distribución de 33 barras	25
Figura 16. Sistema de distribución de 33 barras modificado.	25
Figura 17. Sistema de distribución de 69 barras.	27
Figura 18. Sistema de distribución de 69 barras modificado.	27
Figura 19. Perfiles de voltaje sistema de 33 barras antes de RSD (Escenario 1).....	28
Figura 20. Pérdidas de potencia en líneas antes de RSD (Escenario 1 – 33 barras).	28
Figura 21. Perfiles de voltaje sistema de 33 barras antes y después de RSD (Escenario 1). .	29
Figura 22. Índice de variación de voltaje de sistema de 33 barras (Escenario 1).	30
Figura 23. Pérdidas de potencia en líneas después de RSD (Escenario 1 – 33 barras).....	30
Figura 24. Pérdidas de potencia activa con respecto al número de iteraciones (Escenario 1).	30
Figura 25. Pérdidas de potencia con respecto a técnicas metaheurísticas (Escenario 1).	31
Figura 26. Perfil de voltaje sistema de 33 barras antes de RSD (Escenario 2).	31
Figura 27. Pérdidas de potencia en líneas antes de RSD (Escenario 2 – 33 barras).	31
Figura 28. Perfiles de voltaje sistema de 33 barras antes y después de la RSD (Escenario 2).	32
Figura 29. Índice de variación de voltaje de sistema de 33 barras (Escenario 2).	33
Figura 30. Pérdidas de potencia en líneas después de RSD (Escenario 2 – 33 barras).....	33
Figura 31. Pérdidas de potencia activa con respecto al número de iteraciones (Escenario 2).	33

Figura 32. Pérdidas de potencia con respecto a técnicas metaheurísticas (Escenario 2).	34
Figura 33. Perfil de voltaje del sistema de 69 barras antes y después de RSD (Escenario 1). 35	
Figura 34. Pérdidas de potencia en líneas antes de RSD (Escenario 1 – 69 barras).	35
Figura 35. Pérdidas de potencia en líneas después de RSD (Escenario 1 – 69 barras).....	35
Figura 36. Pérdidas de potencia activa con respecto al número de iteraciones (Escenario 1). 36	
Figura 37. Índice de variación de voltaje de sistema de 69 barras (Escenario 1).	36
Figura 38. Pérdidas de potencia con respecto a técnicas metaheurísticas (Escenario 1).	36
Figura 39. Perfil de voltaje del sistema de 69 barras antes y después de RSD (Escenario 2). 38	
Figura 40. Pérdidas de potencia en líneas antes de RSD (Escenario 2 – 69 barras).	38
Figura 41. Pérdidas de potencia en líneas después de RSD (Escenario 2 – 69 barras).....	38
Figura 42. Pérdidas de potencia activa con respecto al número de iteraciones (Escenario 2). 39	
Figura 43. Índice de variación de voltaje de sistema de 69 barras (Escenario 2).	39
Figura 44. Pérdidas de potencia con respecto a técnicas metaheurísticas (Escenario 2).	39
Figura 45. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.	49
Figura 46. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	49
Figura 47. Indicador de solución - Estado del Arte.....	49

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Rangos permisibles de variación en los niveles de voltaje	7
Tabla 2. Clasificación de pérdidas técnicas en base a su función.	7
Tabla 3. Variantes aplicadas en el método Newton-Raphson Desacoplado rápido.	22
Tabla 4. Datos de líneas de interconexión en el sistema de 33 barras.	25
Tabla 5. Matriz de seccionadores a maniobrar en cada malla para sistema de 33 barras	26
Tabla 6. Matriz de estados para maniobrar en las mallas del sistema de 33 barras	26
Tabla 7. Datos de líneas de interconexión en el sistema de 69 barras	26
Tabla 8. Matriz de seccionadores a maniobrar en cada malla para sistema de 69 barras	27
Tabla 9. Parámetros iniciales para RSD en los sistemas de prueba	27
Tabla 10. Niveles de voltaje antes y después de la RSD (Escenario 1- 33 barras)	29
Tabla 11. Comparación de métodos metaheurísticos en sistema de 33 barras (Escenario 1) ..	30
Tabla 12. Niveles de voltaje antes y después de RSD (Escenario 2 – 33 barras)	32
Tabla 13. Comparación de métodos metaheurísticos en sistema de 33 barras (Escenario 2) ..	33
Tabla 14. Niveles de voltaje antes y después de la RSD (Escenario 1- 69 barras)	34
Tabla 15. Comparación de métodos metaheurísticos en sistema de 69 barras (Escenario 1) ..	36
Tabla 16. Niveles de voltaje antes y después de RSD (Escenario 2 – 69 barras)	37
Tabla 17. Comparación de métodos metaheurísticos en sistema de 69 barras (Escenario 2) ..	39
Tabla 18: Matriz de estado del arte.	45
Tabla 19. Datos de líneas del sistema de 33 barras.	50
Tabla 20. Datos de cargas en sistema de 33 barras.	50
Tabla 21. Datos de líneas del sistema de 69 barras.	50
Tabla 22. Datos de cargas en sistema de 69 barras.	51

RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DEL PERFIL DE VOLTAJE BASADO EN EL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN DE FORRAJEO PARA MANTARRAYAS.

Resumen

La presente investigación se centra en la reconfiguración topológica de los sistemas de distribución mediante la utilización de un algoritmo de optimización basado en el forrajeo para mantarrayas, en combinación con el método de flujo de potencia Newton-Raphson desacoplado rápido. Estos algoritmos se aplican con el objetivo de determinar la topología óptima en los sistemas de distribución, teniendo en cuenta variaciones en los parámetros de carga.

El problema de optimización de la reconfiguración topológica se considera como una función multiobjetivo la cual hace énfasis en minimizar las pérdidas de potencia y el índice de variación de voltaje. Esto se realiza dentro de restricciones establecidas.

El análisis topológico para la reconfiguración se centra en la creación de mallas con el fin de determinar la apertura o cierre de los seccionadores de las líneas garantizando la radialidad del sistema y mejorar el proceso de búsqueda de la óptima configuración topológica. Este análisis, se enfoca en el manejo de matrices de incidencia del sistema, para determinar las posibles configuraciones de los seccionadores.

Para cada sistema de prueba se analizan diversas métricas de desempeño, como la convergencia del algoritmo, el tiempo de ejecución, la calidad de la solución encontrada y la capacidad para cumplir con las restricciones técnicas y operativas establecidas.

Palabras Clave: Sistema de Distribución, Métodos de minimización, Reconfiguración topológica, Perfil de voltaje, Función de base radial, Algoritmo de Optimización de Forrajeo para mantarrayas.

Abstract

The present research focuses on the topological reconfiguration of distribution systems by using an optimization algorithm based on foraging for stingrays in combination with the fast decoupled Newton-Raphson power flow method. These algorithms are applied with the objective of determining the optimal topology in distribution systems, considering variations in load parameters. The topological reconfiguration optimization problem is considered as a multi-objective function which emphasizes minimizing power losses and voltage variation rate. This is done within constraints related to voltage, current, radiality and loadability. The topological analysis for reconfiguration focuses on the creation of meshes to determine the opening or closing of the line disconnectors, guaranteeing the radiality of the system and improving the process of searching for the optimum topological configuration. This analysis focuses on the management of system incidence matrices to determine the possible disconnector configurations. To evaluate the efficiency and performance of these algorithms, specific test systems are used. For each test system, several performance metrics are analyzed, such as algorithm convergence, execution time, quality of the solution found and the ability to meet the established technical and operational constraints.

Keywords: Power distribution, Minimization methods, Topological reconfiguration, Profile voltage, Radial basis function, Foraging Optimization Algorithm for Manta Rays.

1 Introducción

Los sistemas de distribución eléctrica (SD) desempeñan un papel esencial en la infraestructura energética moderna, debido a que su operación conlleva a la gestión de una red compleja y dinámica, que abarca un conjunto completo de etapas que comprende desde la generación hasta el suministro de energía.

La planificación con base a la operación de los SD es vital para garantizar que el abastecimiento de energía sea eficiente y confiable a los usuarios finales.

En este contexto, surge la necesidad de implementar métodos que fomenten una mejora en la calidad del sistema eléctrico; específicamente, busca minimizar las pérdidas técnicas con el objetivo de mejorar los niveles de voltaje, garantizando así un sistema eléctrico más dinámico [1].

Con base a investigaciones referentes a la minimización de pérdidas técnicas, se destaca la reconfiguración topológica en las redes de distribución eléctrica (RSD) como una solución idónea.

Al implementar esta técnica, tiene como valor agregado la reducción de costos operativos, optimización en la operación de la red y la minimización de inversiones respecto a la infraestructura [2].

La reconfiguración topológica en los SD puede ser formulada como un problema de optimización que involucra la satisfacción de ciertas restricciones y una función objetivo. Las restricciones aplicadas se centran en características técnicas y operativas del sistema. Además, estas restricciones pueden estar vinculadas a la calidad del servicio y requisitos regulatorios.

Este caso de optimización se puede formular como un problema de tipo combinatorio, el cual suele ser muy complejo cuando se trata de redes eléctricas a gran escala, debido a que involucra una extensa cantidad de variables y restricciones; debido a esto, el esfuerzo computacional necesario para abordar el

problema experimenta un aumento considerable.

A partir de esto, se han propuesto diversas técnicas metaheurísticas como métodos de resolución para el problema RSD [1], [2].

Estas técnicas se basan en algoritmos de búsqueda que se distinguen por su enfoque innovador y flexible para la resolución a este problema.

Con respecto a otros métodos de búsqueda tradicionales, las técnicas heurísticas se asientan en la exploración de soluciones en un espacio determinado sin seguir una ruta exhaustiva. Esto les permite encontrar soluciones óptimas de manera eficiente, incluso en situaciones en las que otras estrategias de búsqueda, pueden resultar ineficientes o impracticables debido a la capacidad de ajustar sus parámetros y cambiar su comportamiento, basándose en la información recopilada durante la búsqueda. La capacidad de aprendizaje puede ayudar a mejorar continuamente su rendimiento y descubrir soluciones más eficaces a medida que acumulan experiencia en la resolución de problemas similares. A menudo este tipo de técnicas se basan en principios y estrategias inspiradas en el comportamiento biológico [2], [3].

El presente documento se fundamenta en la resolución del problema de reconfiguración topológica de los SD (RSD) mediante la aplicación de la técnica metaheurística, basada en el forrajeo para mantarrayas para la mejora de perfil de voltaje de los SD y reducción en las pérdidas de potencia activa. La metodología algorítmica emplea mecanismos formulados en un grupo de estados iniciales, que permitan encontrar la óptima configuración topológica en sistemas de distribución [4].

Por otro lado, las redes de distribución siempre presentan una variación con respecto a la demanda diaria, esto conlleva a que una configuración topología fija no sea óptima para la operación de la red; por

consiguiente, se determina como objetivo de estudio, la modificación de la configuración topológica de los SD en función al nivel correspondiente de la demanda.

El modelo utiliza un enfoque de análisis de la estructura topológica del sistema, en relación con las posibles soluciones disponibles en conjunto con la técnica metaheurística de optimización de forrajeo para mantarrayas (MRFO), con el propósito de aumentar el desempeño en la búsqueda de soluciones. El proceso de reconfiguración empleado con estos modelos algorítmicos se realiza a través del cambio de estado de apertura y cierre en los componentes de maniobra de las líneas [4].

El problema de optimización considera restricciones con respecto a límites de operación en los niveles de voltaje, condiciones de radialidad, cargabilidad y corriente [4], [5].

La restricción de radialidad como parámetro inicial emplea la creación de grafos ciclos, dado que, al tener estas rutas alternativas ya definidas en forma de mallas, el algoritmo de búsqueda puede explorar y utilizar estas conexiones, para encontrar soluciones de forma rápida y eficiente garantizando que cumplan con esta restricción. Por lo tanto, el algoritmo puede aprovechar los ciclos predefinidos para acelerar el proceso de búsqueda y optimización [5].

Las configuraciones obtenidas para los casos de estudio se comparan con otras técnicas metaheurísticas con el fin de evaluar la eficacia y el rendimiento del algoritmo propuesto.

Como resultados, se obtienen métricas asociadas a parámetros de voltaje para cada barra en el sistema y pérdidas de potencia para la evaluación del algoritmo con respecto a la configuración óptima encontrada. Además, se realiza una evaluación de convergencia en función a las pérdidas totales en cada proceso y el número de iteraciones.

La presente investigación se ha estructurado con base a los siguientes lineamientos: en la sección II, se conceptualiza sobre la operación de los SD, sus componentes, la calidad de energía, el perfil de voltaje, los tipos de pérdidas (técnicas y no técnicas), y los métodos de mejora para estos parámetros, abarcando asimismo el tema de RSD.

Para la sección III, se centra en exteriorizar los métodos implementados y la formulación del problema, en el cual incluye la función multiobjetivo y restricciones para la RSD. Concomitantemente a ello, se considera el análisis topológico en los SD, la implementación de una técnica metaheurística para la reconfiguración, donde se profundiza el proceso de búsqueda de soluciones del algoritmo de optimización MRFO y el método de solución del flujo de carga NRDR.

En la sección IV se efectúa un análisis en función de los resultados obtenidos en la investigación, en la cual se evalúan diferentes escenarios de demanda para sistemas de 33 barras y 69 barras. La sección V se circunscribe en establecer conclusiones en relación con el cumplimiento de los objetivos planteados y los resultados conseguidos en la investigación.

2 Marco teórico

Los sistemas de energía eléctrica (SEP) se basan en una infraestructura compleja que comprende diversos procesos que involucran la producción, el transporte y la etapa de distribución de energía eléctrica. Estos procesos están diseñados para satisfacer de manera efectiva y fiable la demanda de electricidad [6].

La importancia de los SD para la entrega confiable de energía es amplia y abarca diversos aspectos tales como: consideraciones técnicas, económicas y de planificación. Además, es fundamental

asegurar la calidad del suministro, la seguridad y el manejo de la demanda [7].

Por lo tanto, comprender y mejorar aspectos asociados a la calidad del sistema eléctrico, da lugar a un aumento en la eficiencia del sistema, disminuye las interrupciones en el suministro, se adapta a variaciones con respecto a la demanda y facilita la implementación de nuevo tipo de tecnologías [6].

2.1 Sistemas de distribución (SD)

La infraestructura de los SD se compone de una serie de elementos utilizados para proporcionar suministro de energía eléctrica a diferentes cargas, con base a distintos niveles de voltaje [7].

Los componentes del sistema de distribución son ubicados estratégicamente en la red, teniendo como propósito asegurar parámetros que influyan en la confiabilidad del abastecimiento de energía a cada carga y garantizar la correcta operación de la red en conjunto [7], [8].

En las redes de distribución cuentan con la integración de empresas distribuidoras, las mismas que engloban funciones como el de transporte de electricidad y proveer de manera eficiente los requerimientos energéticos de los usuarios finales. Este proceso implica la asignación de niveles de voltaje y medidas contables que se adaptan a los requisitos específicos de las diferentes categorías de los consumidores [8], [9].

En esta etapa existe la presencia de una mayor cantidad de pérdidas en comparación con todo el sistema eléctrico de potencia, debido a caídas de voltaje o sobrevoltajes causados por la complejidad de las configuraciones en la red de distribución [1], [8].

2.1.1 Elementos fundamentales en la infraestructura de distribución eléctrica

La infraestructura de los SD se conforma de un extenso conjunto de componentes interconectados para garantizar que la

electricidad se distribuya de manera confiable a los usuarios finales [10]. Estos elementos incluyen [10], [11]:

- Subestaciones de distribución eléctrica (S/E).
- Transformadores de distribución.
- Alimentadores primarios.
- Circuitos secundarios.
- Ramales de acometida (encargados de la entrega de energía desde circuitos secundario a equipo de medida del usuario).

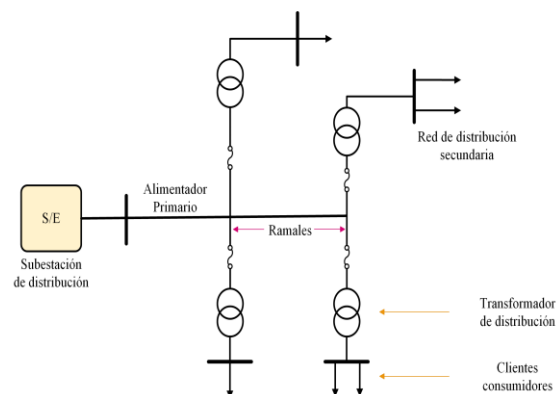


Figura 1. Representación del SD.

2.1.2 Red eléctrica de distribución primaria

La red primaria tiene como función el suministro de energía a una zona geográfica específica. Para lograr esto, la energía se obtiene a partir de los devanados secundarios de los transformadores situados en las subestaciones de distribución. El flujo de energía se transfiere a lado primario de los transformadores de distribución a través del subsistema de distribución primaria [8]. Los voltajes comunes en la distribución primaria varían entre 0.6 [kV] y 40 [kV] [12].

Esta red está compuesta principalmente por líneas eléctricas conocidas como "alimentadores primarios".

Este tipo de alimentadores tienen la capacidad de interconectarse utilizando interruptores de enlace [7].

Las redes de distribución primaria en su mayoría son aéreas. Sin embargo, se puede

observar una creciente tendencia hacia el empleo de redes subterráneas en diferentes áreas. Esta modificación se debe a múltiples factores, tales como: la alta concentración de carga en ciertas zonas, la necesidad de mantener una red estable y confiable, así como consideraciones estéticas y ambientales [13].

El implementar una red subterránea implica gastos elevados en comparación con las aéreas. Los avances tecnológicos y los desarrollos en materiales han permitido reducir gradualmente estos costos. Como resultado, cada vez se considera más la implementación de redes subterráneas como una opción viable y sostenible en el subsistema de distribución [8], [14].

Alimentadores primarios

Las líneas eléctricas que tiene como función el transporte de energía desde las S/E hasta los transformadores de distribución, se constituyen de una configuración topológica radial o radial con enlace [5], [6]. Dado el creciente enfoque en la confiabilidad del servicio, la tendencia actual es incorporar una variedad de equipos de protección y desconexión en los SD. Esto tiene como propósito reducir el número de consumidores afectados y minimizar los tiempos de interrupción en caso de fallas [15].

Los alimentadores permiten la transferencia con respecto a la carga durante situaciones de falla, así como también, en situaciones normales de operación. Para llevar a cabo esta transferencia, se emplean interruptores de enlace e interruptores de seccionamiento.

Estos interruptores se utilizan generalmente para la apertura y cierre de líneas específicas, de manera que se mantenga la configuración radial original [15], [16].

En situaciones de emergencia o falla, se sigue un proceso que comienza por la identificación de la ubicación del problema; se toman medidas para aislar esa área utilizando los interruptores disponibles, y

posteriormente, restablecer la energía en el área afectada, utilizando la conmutación en las ramificaciones de los alimentadores e interruptores de enlace, con el objetivo de suministrar electricidad a la mayor cantidad de usuarios posibles [13], [14].

2.1.3 Configuraciones topológicas entre ramificaciones de alimentadores primarios

En términos generales, existen tres configuraciones fundamentales que se pueden encontrar en los SD, particularmente en los alimentadores [17]. La clasificación de estas topologías se centra como el principio de la reconfiguración topológica de los SD basándose en un alimentador principal y las respectivas configuraciones entre las ramificaciones [16], [17].

Radial

Esta configuración es la más sencilla con respecto a su diseño, la cual resulta apropiada para distribuir en áreas con baja concentración de carga o en lugares remotos, donde otras topologías no son viables desde un punto de vista económico. Este sistema presenta menor confiabilidad cuando se requiere un servicio continuo, ya que la interrupción de una línea, sin disponer de algún suministro de emergencia, puede interrumpir múltiples cargas [18], [19].

La configuración posee un esquema de protección relativamente sencillo, lo cual involucra un bajo costo en planeación e inversión, que los convierte en la opción preferida en el diseño de los SD [17], [20].

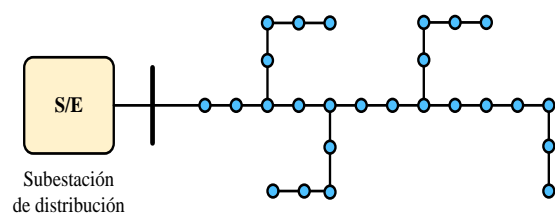


Figura 2. Topología radial simple del sistema de distribución.

Anillo

La topología en anillo se puede lograr partiendo de una topología radial, donde se conecta un nodo final o un nodo intermedio mediante una línea que se conecta de vuelta al alimentador primario. Esta línea de interconexión normalmente se encuentra abierta [17], [19].

Cuando ocurre una falla en una línea y alguna carga queda sin suministro, se puede transferir la carga a otra rama, cambiando la operación del seccionador de la línea. Por lo tanto, otras cargas no experimentan interrupción en el suministro eléctrico. Esta es una de las razones principales por las cuales la topología en anillo puede operar con una línea desconectada o abierta [18], [19].

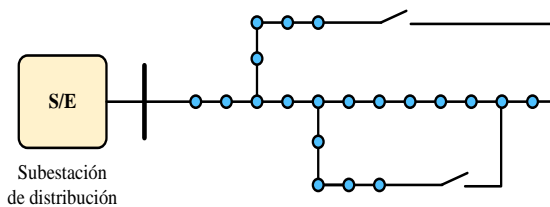


Figura 3. Topología en anillo respecto a ramificaciones de alimentador.

Esta topología engloba las siguientes características: un costo moderado en términos de planificación, una inversión no alta, un bajo costo de mantenimiento, y la capacidad de proporcionar un suministro continuo en comparación con un sistema radial [19], [21].

Además, se destaca su alto nivel de confiabilidad y su estructura simple, lo que facilita su operación en condiciones normales.

Mallada

El análisis de esta topología entre ramificaciones de los alimentadores combina el sistema radial y en anillo. Se destaca en el estudio de reconfiguración de sistema de distribución debido a que determina configuraciones, para la apertura y cierre de seccionadores garantizando condiciones radiales en el sistema.

Se considera una configuración que comprende múltiples lazos o mallas principales, las cuales están formadas por la implementación de líneas de interconexión. [16], [19].

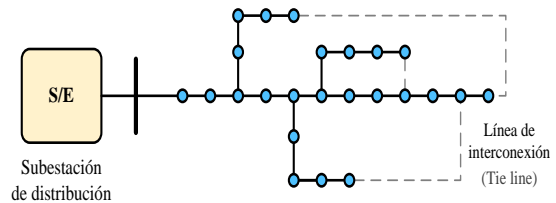


Figura 4. Topología en malla respecto a ramificaciones de alimentador.

Cabe destacar que este tipo de topología se emplea en la técnica de reconfiguración de los SD. Su importancia radica en la capacidad que tiene para identificar los posibles enlaces que permitan abastecer de energía a las cargas y, mediante la gestión de los dispositivos de seccionamiento, garantizar la condición de radialidad en el sistema [16], [17].

2.2 Perfil de Voltaje

Este parámetro es fundamental en el análisis de estabilidad y calidad en los SD, ya que permite evaluar los niveles de voltaje en los nodos del sistema, garantizando que se encuentren entre límites establecidos en estándares y regulaciones, incluso después de una falla, permitiendo que el comportamiento del sistema sea más eficiente y confiable. [19], [22].

2.2.1 Límites de variación en el nivel de voltaje

La importancia de establecer límites de voltaje radica en la necesidad de garantizar aspectos de estabilidad y seguridad del sistema. Estos ayudan a evitar sobrecargas, fallas en los equipos, lo cual puede causar interrupciones en el abastecimiento de energía [23], [24].

El cumplimiento de regulaciones establecidas con respecto a mantener los voltajes dentro rangos específicos desempeña un papel fundamental en la parte de optimización en el rendimiento de

equipos, lo cual se interpreta en un funcionamiento óptimo y una mayor vida útil [23], [25].

En la regulación [12] se evalúa los tres subsistemas que conforman el sistema eléctrico nacional ecuatoriano: generación, transmisión y distribución. Esta regulación establece los límites admisibles con respecto a la variación de los niveles del voltaje para una operación adecuada del sistema.

En esta regulación se proporciona una clasificación con respecto al rango de variación de voltaje en el SEP.

Tabla 1. Rangos permisibles de variación en los niveles de voltaje [12].

Nivel de Voltaje	Rango estipulado
Alto Voltaje	$\pm 5 \%$
Medio Voltaje	$\pm 6 \%$
Bajo Voltaje	$\pm 8 \%$

2.3 Clasificación de pérdidas en la red de distribución

Las pérdidas hacen referencia a la cantidad de energía eléctrica que se pierde durante el proceso de distribución a los puntos de consumo finales [26], [27]. La resistencia de los conductores, fluctuaciones de la carga, efectos de la inducción y electromagnéticos, son factores que contribuyen a estas pérdidas [28], [29].

A partir de la etapa de diseño hasta el mantenimiento de las redes de distribución involucra desafíos en el transporte de energía; en casos de elementos esenciales como transformadores y líneas [30]. Estos desafíos resultan en tarifas eléctricas que pueden tener un impacto significativo en la economía de cada empresa [31].

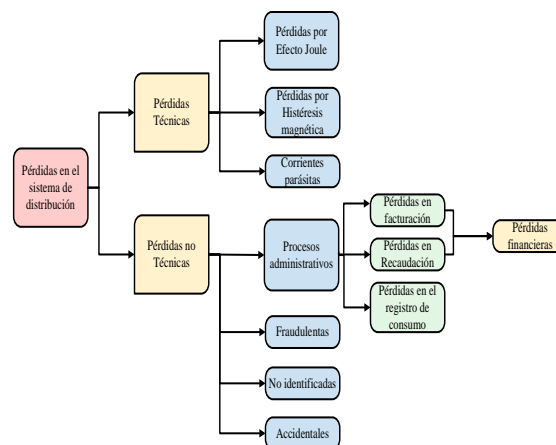


Figura 5. Clasificación de pérdidas en el SD.

2.3.1 Pérdidas técnicas

Surgen de las condiciones de transformación y el transporte de energía [31]. Las pérdidas técnicas se atribuyen a fenómenos físicos, incluido el efecto Joule en los conductores y devanados de los transformadores, así como también, las corrientes de Foucault y la histéresis en los núcleos los equipos de transformación, que dan como resultado la disipación de calor. En este tipo de pérdidas se destaca que crecen en proporción geométrica a la demanda [28].

La metodología comúnmente empleada para determinar pérdidas de potencia es mediante el análisis del flujo de carga [21]. Al realizar este estudio, se obtienen parámetros como voltaje (tanto la magnitud como el ángulo), corriente, potencia activa y reactiva para cada punto en el sistema en una determinada condición de carga [20].

Al realizar esta evaluación, es posible detectar los componentes o áreas del sistema que presentan las mayores pérdidas de potencia, lo que facilita la implementación de soluciones correctivas para reducir dichas pérdidas.

Tabla 2. Clasificación de pérdidas técnicas en base a su función.

Función	Elemento	Causa
Transporte	Alimentador primario	Efecto Joule

Función	Elemento	Causa
	Red Secundaria	
	Medio Voltaje / Bajo Voltaje	Corrientes parásitas
Transformación	Alto Voltaje / Medio Voltaje (Transformador correspondiente a subestación de distribución)	Histéresis magnética Efecto Joule

Las pérdidas de potencia están directamente relacionadas cuadráticamente con la corriente. Estas pérdidas se generan como resultado de la corriente eléctrica que fluye a través del sistema [7], [29].

$$I_k = \frac{(V_i - V_j)}{Z_k} \quad (1)$$

De donde:

- I_k Corriente que fluye a través por el elemento k .
- i, j Punto de entrada y salida del elemento, respectivamente.
- Z_k Impedancia de elemento k .
- V_i, V_j Voltajes en los puntos de entrada y salida.

Al tener conocimiento de las corrientes que fluyen a través de cada uno de los componentes, se estima las pérdidas de potencia.

$$P_k = R_k I_k^2 \quad (2)$$

De donde:

- P_k Pérdidas de potencia activa dependientes de la carga correspondiente al elemento k .
- I_k Corriente que fluye a través por el elemento k .
- R_k Resistencia de elemento k .

Al sumar pérdidas que son dependientes de la carga con pérdidas inherentes al sistema, como las pérdidas en vacío y las generadas por el efecto corona. Se obtiene las pérdidas técnicas totales en el sistema [31].

$$P_T = \sum_{k=1}^N P_k + P_v \quad (3)$$

De donde:

- P_T Pérdidas de potencia activa total.
- P_k Pérdidas dependientes de la carga.
- P_v Pérdidas independientes a la carga.
- N Número de elementos.

2.3.2 Pérdidas no técnicas

Engloba aquellas que son atribuibles al uso ilícito de energía y errores en la medición o estimación. Se calculan utilizando la diferencia entre las pérdidas totales y las técnicas estimadas [30].

2.4 Técnicas para el mejoramiento de voltaje en redes de distribución

El proceso con relación a la búsqueda del valor idóneo de nivel voltaje que, al mismo tiempo, conlleve mejorar la calidad y confiabilidad de la red [29], considera técnicas que se pueden emplear para mejorar niveles de voltaje en nodos del SD. Algunas de las técnicas más comunes son:

- Reconfiguración del sistema de distribución [4], [5], [32], [33].
- Incorporación de dispositivos de regulación de voltaje [34].
- Implementación de sistemas de compensación de reactiva [35].
- Gestión de carga (Implementación de técnicas de control de carga) [36], [37]
- Coordinación de protecciones [38].
- Control de voltaje mediante cambiadores de tomas en transformadores ubicados en diversos puntos del sistema de distribución [39], [40].

Uno de los métodos que se emplea de manera frecuente para optimizar los niveles de voltaje, es a través de la modificación de la estructura topológica de la red por medio del cambio de estado abierto o cerrado en los seccionadores de las líneas. Este enfoque técnico es ampliamente utilizado debido a sus beneficios económicos [33].

2.5 Reconfiguración del sistema de distribución (RSD)

Este método se expone como una herramienta eficaz en la minimización de pérdidas de potencia. La práctica de esta técnica es mediante dispositivos de seccionamiento, los cuales permiten interconectar entre alimentadores principales o ramas de cada alimentador radial.

Estos dispositivos pueden ser controlados de forma manual o automática, incluyendo aquellos operados remotamente, los cuales desempeñan un papel crucial en la operación del sistema [33], [41].

La reconfiguración de sistemas puede ser empleada con distintos propósitos. Uno de ellos consiste en alcanzar la configuración óptima para el funcionamiento en condiciones normales, lo que permite maximizar la eficiencia y el rendimiento del sistema [42]. Además, la reconfiguración puede facilitar el proceso de diseño al brindar una herramienta flexible y adaptable, por lo cual se pueden realizar ajustes y modificaciones en la configuración para optimizar el diseño y asegurar que se cumplan los requisitos específicos [33], [41].

Otro uso importante de la reconfiguración es su utilidad como herramienta de planificación para la expansión del sistema. Al analizar diferentes escenarios y configuraciones posibles, se puede identificar las mejores opciones para aumentar la capacidad o adaptar el sistema a nuevas demandas. Esto ayuda a la toma de decisiones informadas y

minimizar los costos asociados con la expansión [42].

Idealmente, la reconfiguración debería llevarse a cabo en todos los niveles. Sin embargo, debido a las limitaciones físicas y a las inversiones adicionales requeridas en el subsistema de distribución primaria, la reconfiguración se realiza principalmente en esta etapa del proceso [27], [41].

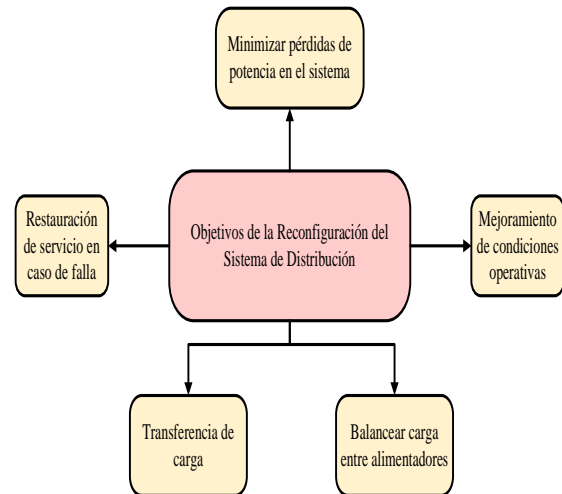


Figura 6. Objetivos de la RSD.

Mediante la reconfiguración, es posible redistribuir la carga de forma eficiente mediante el traslado de la carga de un alimentador sobrecargado a otro con menor carga, siempre y cuando se respeten las restricciones operativas. Este proceso busca mejorar las condiciones de operación, como también de servicio. Es importante destacar que la reconfiguración solo se considera válida si no implica una violación de las restricciones operativas del sistema [16].

Además, se descarta de manera directa cualquier acción de conmutación que genere una segmentación de carga, es decir, no se permite que después de la reconfiguración existan cargas que queden desconectadas o sin alimentación eléctrica.

2.5.1 Estados operación para la RSD

Un SD puede presentar diversos estados de funcionamiento, los cuales tienen la capacidad de ser categorizados y

experimentar cambios de un estado a otro [1].

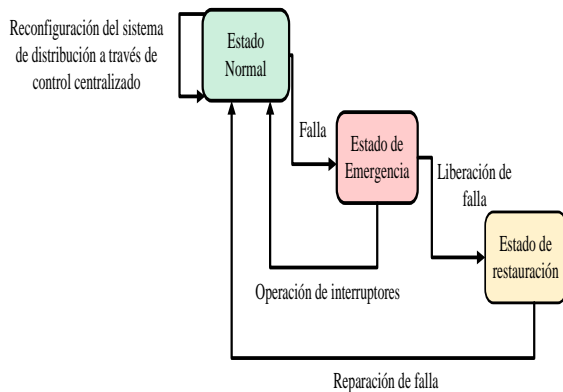


Figura 7. Estados de operación en el SD.

En general, un sistema eléctrico suele funcionar en condiciones normales. Sin embargo, en algunas ocasiones ocurren fallas, como contingencias que provocan que una parte del sistema deje de estar operativa. La cantidad de consumidores que quedan sin servicio depende de la gravedad del fallo, su ubicación y el alcance del área con afectación [24].

Un sistema en condiciones de operación normal se fundamenta cuando todas las cargas son atendidas dentro de los límites establecidos y se mantiene sin violar los criterios de calidad.

En caso de que los límites de operación normal se han excedido debido a una falla, se considera que el sistema se encuentra en estado de emergencia.

Asimismo, se denomina estado de restauración cuando se interrumpe el servicio y se desconecta una sección del alimentador primario con el fin de aislar una sección con fallas [28], [41].

La reconfiguración del sistema puede llevarse a cabo tanto en condiciones normales y en situaciones anormales, es decir, en emergencias.

Durante las condiciones normales de operación, se busca alcanzar una serie de objetivos fundamentales, sin comprometer la integridad de los transformadores de las subestaciones ni de los alimentadores. Estos objetivos se centran en mantener una carga

equilibrada, optimizar los niveles de voltaje en toda la red de alimentación y minimizar las pérdidas del sistema [28], [41].

En situaciones de emergencia, la topología del sistema puede ser reconfigurado de manera que se maximice el suministro eléctrico a un mayor número de consumidores [31].

Es esencial que los sistemas estén diseñados para funcionar de manera óptima en condiciones normales, y también sean capaces de operar durante períodos breves de tiempo en situaciones anómalas, como sobrecargas en segmentos o voltajes que excedan límites establecidos.

En el caso de experimentar fallas, es imprescindible que el sistema cuente con protecciones adecuadas y con una correcta coordinación para evitar daños en los equipos y garantizar la seguridad del usuario [25], [28].

2.5.2 Métodos de solución para la RSD

La RSD se considera como un problema de optimización combinatoria que presenta un enfoque a gran escala en el cual considera varias variables de decisión, puede tener una o más funciones objetivo con un conjunto de restricciones que, en ocasiones, pueden incluir elementos no lineales [41]; por lo tanto, el espacio de búsqueda factible en el contexto de la RSD presenta características que lo hacen amplio, no convexo y de difícil exploración [41], [42].

Esta situación plantea una serie de desafíos que implican encontrar soluciones óptimas para el problema de RSD.

Con el fin de abordar esta problemática, se han desarrollado metodologías eficientes para obtener la mejor solución posible. En este sentido se destacan los métodos de solución como la optimización matemática, heurística y metaheurísticos [4], [27].

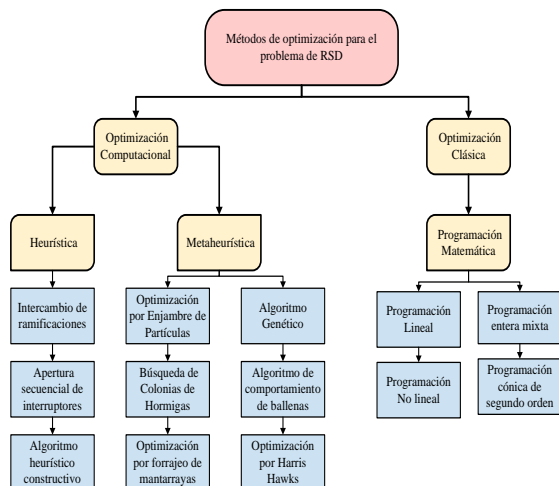


Figura 8. Métodos para resolución de problema de RSD.

Métodos de Optimización Matemática

En los métodos de optimización matemática, se valida su eficacia en la solución de problemas simples y lineales de optimización, caracterizados por un espacio de búsqueda de dimensiones reducidas. Estos métodos garantizan la convergencia a una solución óptima en tales casos.

Cuando se refiere a problemas de optimización de tipo combinatoria, en el cual involucran un espacio de búsqueda considerablemente amplio, se requiere un mayor esfuerzo computacional, el cual en ocasiones resulta inaccesible [43], [44].

Con relación a la RSD, en [43] plantea la programación matemática considerando simultáneamente los límites inferior y superior en el proceso de búsqueda. Se establece que, debido a la complejidad práctica de los SD, no es factible tener en cuenta todos los aspectos operativos al formular matemáticamente el problema para resolverlo en un tiempo razonable.

Uno de los enfoques comunes en la programación lineal en la RSD, es formular el problema como un programa lineal entero mixto (MILP). En esta formulación, se establecen variables binarias para representar la posición de los interruptores y seccionadores, y se definen restricciones que aseguran que la configuración cumpla con los requisitos operativos y técnicos [43].

El objetivo principal en la programación lineal aplicada a la reconfiguración del sistema de distribución es minimizar una función objetivo que puede estar relacionada con la minimización de pérdidas de energía, la mejora del perfil de voltaje o la maximización de la confiabilidad del sistema. La formulación precisa del problema y la función objetivo dependen de los objetivos y restricciones específicos del sistema en estudio [43].

A través de estudios adicionales, en [45] desarrolla un algoritmo híbrido compuesto por un modelo de programación cuadrática mixta entera y una técnica heurística para reducir las pérdidas en el problema RSD mediante la apertura secuencial de seccionadores. Los inconvenientes que presenta la investigación son el largo tiempo de simulación y el alto esfuerzo computacional requerido, especialmente cuando se trata de sistemas de gran escala. Esto dificulta la realización de experimentos exhaustivos y el análisis de múltiples escenarios, lo que limita la capacidad de obtener resultados rápidos y eficientes.

Métodos de Optimización Heurísticos

Los métodos heurísticos se fundamentan en la descomposición del problema y en aplicación de técnicas que se apoyan en la experiencia para su resolución [44]. Aunque no pueden garantizar una solución óptima, frecuentemente, son capaces de encontrar soluciones aceptables de forma rápida.

Estos métodos emplean atajos cognitivos que ayudan a encontrar una solución de manera expedita, haciendo uso de reglas generales, suposiciones razonables y sentido común [4]. En comparación con las técnicas de optimización matemática, los métodos heurísticos presentan la ventaja de ser más rápidos, evitando así la carga computacional asociada a estas últimas.

La principal desventaja radica en determinar una solución óptima global en determinados casos [27].

Los métodos heurísticos se emplean ampliamente para abordar el problema de RSD, pero no se puede garantizar una solución óptima. Además, en ciertos casos, la cantidad de operaciones de conmutación puede ser considerable con respecto a la extensión del sistema [27].

La capacidad de restablecer de manera eficiente una carga significativa es la principal ventaja inherente a las heurísticas empleadas en el proceso de restauración del sistema, lo cual las diferencia notablemente de otros enfoques y metodologías [4], [19].

En [19] enfatiza que el uso de métodos heurísticos conlleva ciertas limitaciones en la investigación de reconfiguración. Estos métodos, si bien son eficientes para abordar problemas de optimización en sistemas de distribución de gran escala, pueden proporcionar soluciones aproximadas en lugar de soluciones óptimas mediante técnicas asociadas al intercambio de ramificaciones y la apertura secuencial de interruptores de seccionamiento. Lo cual demuestra la presencia de un margen de error en los resultados obtenidos considerable. Además, aclara que los métodos heurísticos a menudo dependen de la experiencia y el juicio del investigador en la toma de decisiones y el ajuste de parámetros [4], [19].

Actualmente, en [46] emplea en el problema de RSD diversas alternativas para mejorar las soluciones basadas en heurísticas, como la incorporación de cierta inteligencia utilizando la teoría de conjuntos difusos aplicando el intercambio en ramificaciones.

Métodos de Optimización Metaheurísticos

Las técnicas de optimización metaheurísticas, se fundamenta en el conjunto de familias de algoritmos que abarcan desde los evolutivos, como los algoritmos genéticos, hasta los bio-inspirados, como el comportamiento de ballenas (WOA) [47], optimización por enjambre de partículas (PSO) [48], forrajeo

para mantarrayas (MRFO) [49], Harris Hawks (HHO) [50], entre otros.

Estos algoritmos se basan en establecer como parámetro inicial una población aleatoria hacia soluciones cada vez óptimas. Se realizan múltiples iteraciones con el fin de alcanzar la solución óptima global.

Se han utilizado algoritmos frecuentemente para resolver los problemas de RSD. Un ejemplo de ello es el algoritmo PSO (Optimización por Enjambre de Partículas), el cual se basa en el comportamiento colectivo de las aves [48]. Este enfoque simula el vuelo de las aves para un espacio de tipo bidimensional, donde la posición y la velocidad individual son factores clave para la optimización.

La información de posición y velocidad se utiliza para modificar la posición del agente y lograr así una mejor solución. Este modelo de comportamiento se emplea para la mayor parte de algoritmos bio-inspirados [44].

La ventaja de utilizar estos métodos es porque se requiere menos tiempo que la programación matemática para abordar el problema, especialmente en sistemas de distribución a gran escala, el tiempo computacional sigue siendo significativo en dichos casos. Además, la elección adecuada de la estructura de datos puede influir en el tiempo computacional de los algoritmos de metaheurística. Una mala elección puede aumentar drásticamente dicho tiempo [44]. En [48], plantea para la reconfiguración el uso de función sigmoidea capaz de promover un control en la tasa de cambio de las partículas y mejorar la convergencia de los resultados. El algoritmo propone como objetivo reducir las pérdidas de potencia en las redes de distribución por medio de la óptima configuración de maniobra en seccionadores.

Aunque las soluciones proporcionadas por los algoritmos de metaheurística son casi óptimas, estas soluciones superan a las soluciones heurísticas y son aceptables en

su mayoría al encontrar la solución óptima global.

3 Formulación del problema

La presencia de fallas constituye una problemática común en los sistemas de distribución, que puede ser atribuida a distintos factores, entre ellos, se destacan las rupturas en el aislamiento, los cortocircuitos, fallas humanas y descargas atmosféricas. Estos elementos tienen un impacto directo al provocar el corte al suministro eléctrico en la zona afectada.

Otro factor por considerar es el incremento de la demanda, lo cual conduce a un aumento en las pérdidas, voltajes fuera de los rangos admisibles y sobrecargas en líneas. Por lo tanto, en la red de distribución a diferentes niveles de demanda, mantener una topología radial fija no sería favorable para la operación óptima en la red.

En este contexto, para la minimización de las pérdidas y mejora en los voltajes del sistema, es necesario realizar una reconfiguración topológica en función al nivel de demanda.

La reconfiguración topológica se basa en el uso de equipos de maniobra para aislar las fallas y reconfigurar la topología del sistema según la demanda, garantizando así un abastecimiento eficiente de energía eléctrica al cliente.

Como evaluación de factibilidad con base a la reconfiguración, se fundamenta en la valoración de parámetros eléctricos obtenidos por medio del análisis del flujo de carga. Esto implica realizar múltiples ejecuciones del flujo de potencia para examinar el amplio grado de configuraciones obtenidas en el proceso de búsqueda realizado por los algoritmos metaheurísticos, con el fin de que proporcionen una solución óptima global en un intervalo de tiempo adecuado.

Se considera el análisis de la topología de la red como una herramienta en el desarrollo de la formulación general del problema. A través de un grafo en forma de

árbol, se puede identificar la conectividad de los nodos y las ramificaciones, así como también determinar las mallas formadas una vez que se han cerrado los seccionadores de las líneas de interconexión implementadas.

Esta información resulta crucial para un análisis técnico preciso y exhaustivo, en el proceso de búsqueda de una configuración óptima de apertura de seccionadores en el sistema garantizando criterios de radialidad y conlleve a una mejora en los parámetros eléctricos definidos.

3.1 Función multiobjetivo para la RSD

La RSD se plantea como problema de optimización que involucra variables enteras y continuas. Su solución implica seleccionar, entre todas las configuraciones posibles de apertura de seccionadores, una configuración que permita minimizar pérdidas, mejorar niveles de voltaje y minimizar el índice de variación de voltaje.

Las funciones objetivo para minimizar pérdidas de potencia y el índice con respecto a la variación de voltaje como parámetro de mejora de perfil de voltaje se pueden expresar de la siguiente manera:

$$\text{Min } f_1(x_i^k) \rightarrow \sum_{i=1}^{N_l} I_i^2 \times R_i \quad (4)$$

$$\text{Min } f_2(x_i^k) \rightarrow \Delta V_D = |V_{ref} - V_j| \quad (5)$$

$$j = 1, 2, 3, \dots, N_b$$

$$x_i^k = [x_i^1, x_i^2, x_i^3, \dots, x_i^k] \quad (6)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, N_l$$

De donde:

N_l Número de líneas en el sistema.

N_b Número de barras en el sistema.

R_i Resistencia correspondiente a línea i .

I_i Corriente que circula por la línea i .

ΔV_D Índice de variación de voltaje.

V_j Magnitud de voltaje en el nodo j .

- V_{ref} Magnitud de voltaje preespecificada en el nodo (valor deseado), se establece 1.0 [p.u].
- x_i^k Vector de configuraciones de apertura a seccionadores de líneas i correspondiente a la malla k del SD.

3.2 Restricciones para la RSD

3.2.1 Restricción de nivel de voltaje

Se debe tener en cuenta la restricción de que el voltaje para cada barra en el sistema debe ubicarse dentro del rango establecido.

$$V_{min} \leq V_j \leq V_{max}; j = 1, 2, 3, \dots, N_b \quad (7)$$

De donde:

- V_j Voltaje en la barra j del sistema.
- V_{min} Límite mínimo de voltaje en barra.
- V_{max} Límite máximo de voltaje en barra.
- N_b Número total de barras en el sistema.

Para los casos de estudio, se considera un valor de voltaje de 1 [p.u] en la subestación, mientras que para los nodos se establece un valor inferior en el nivel de voltaje de 0.95 [p.u.] y como valor superior en el nivel de voltaje de 1.05 [p.u.].

3.2.2 Restricción de corriente en las líneas

Es necesario asegurarse de que las corrientes no excedan los límites máximos establecidos para cada rama en su diseño.

Las magnitudes de corriente deben ser menores o iguales a estos límites máximos definidos.

$$I_i \leq I_{imax}; i = 1, 2, 3, \dots, N_l \quad (8)$$

De donde:

- I_i Corriente en la línea i .
- I_{imax} Capacidad máxima de corriente de la línea i .
- N_l Número de total de líneas en el sistema.

3.2.3 Restricción de radialidad del sistema

La preservación de la configuración radial del sistema de distribución eléctrica puede ser expresada como una limitación en el cual, el número de líneas sea equivalente a el número de nodos menos uno.

Un grafo tipo árbol se basa en una estructura radial, en la cual no existe nodos aislados, ni constituye líneas desconectadas.

$$T(N_b, N_l) \in G(N_b, N_l) \quad (9)$$

$$\rightarrow N_l = N_b - 1$$

De donde:

- T Estructura topológica tipo árbol.
- G Grafo.
- N_b Número de barras.
- N_l Número de líneas en el sistema.

3.2.4 Restricción de cargabilidad en líneas

En el caso de líneas cortas, la capacidad de carga está restringida por la cantidad máxima de corriente que el conductor puede transportar, en lugar de verse afectada por condiciones de estabilidad o caída de voltaje. En este estudio, los sistemas analizados presentan líneas con distancias considerablemente inferiores a los 80 km, por lo tanto, se emplea como criterio establecer la capacidad de las líneas con respecto a la carga, la máxima corriente que los conductores pueden soportar.

3.3 Desarrollo de metodología

Con el propósito de reducir pérdidas de potencia y optimizar los niveles de voltaje en los nodos del SD, esta investigación presenta una metodología en la reconfiguración de la topología del sistema de distribución mediante la apertura y cierre de equipos de maniobra específicamente seccionadores.

El proceso de reconfiguración se fundamenta en el uso del algoritmo bio-inspirado de forrajeo para mantarrayas

(MRFO) debido a su capacidad de búsqueda eficiente y adaptativa.

El algoritmo de forrajeo para mantarrayas, específicamente, se basa en tres patrones de búsqueda diferentes para una exploración exhaustiva de posibles soluciones, lo que lo convierte en una opción precisa para optimizar la reconfiguración del sistema de distribución eléctrica.

Otro factor metodológico, es el análisis topológico que se basa en la agrupación de tramos (creación de mallas) de los sistemas. La creación de mallas se basa en el número de líneas de interconexión implementadas puesto que, se establecen entre diferentes puntos de la red en el cual permiten determinar las múltiples rutas de flujo de energía.

Como último aspecto metodológico, se ha optado por aplicar el método de Newton-Raphson desacoplado rápido para analizar los niveles de voltaje y determinar valores de potencia. Este método se ha elegido debido a su capacidad para la resolución eficiente de sistemas de ecuaciones no lineales en tiempos relativamente reducidos.

Al ser desacoplado, el proceso de flujo de carga Newton-Raphson permite analizar de forma independiente las variables de voltaje y potencia activa, lo cual facilita el proceso de obtención de los parámetros eléctricos del sistema con respecto a cada configuración.

3.3.1 Análisis topológico para la RSD

En un sistema de distribución radial, es común tener dificultades al determinar las posibles configuraciones de apertura de los seccionadores. Esta variabilidad en los seccionadores puede generar problemas de convergencia en el análisis de flujo de carga. Por lo tanto, abordar este problema, se recurre a la creación de mallas en el sistema.

La utilización de mallas en un sistema de distribución radial facilita el manejo de las

diferentes configuraciones de los seccionadores, debido a que permite dividir el sistema en secciones más pequeñas y manejables.

Al subdividir el sistema en mallas, se simplifica el análisis de flujo de potencia, ya que se pueden estudiar y resolver las secciones de manera individual, considerando únicamente las conexiones y configuraciones de seccionadores presentes en cada una.

En la RSD, como configuración topológica final en los sistemas, se debe obtener una topología “árbol” con base en la teoría de grafos equivalente a una radial. Por lo cual, esta concepción de este tipo de topología permite identificar la conectividad de los nodos y las ramificaciones, así como la formación de las mallas.

La determinación del número de mallas en un sistema de distribución se fundamenta en la recopilación de datos de las conexiones de las líneas con respecto a los nodos que conforman a cada una.

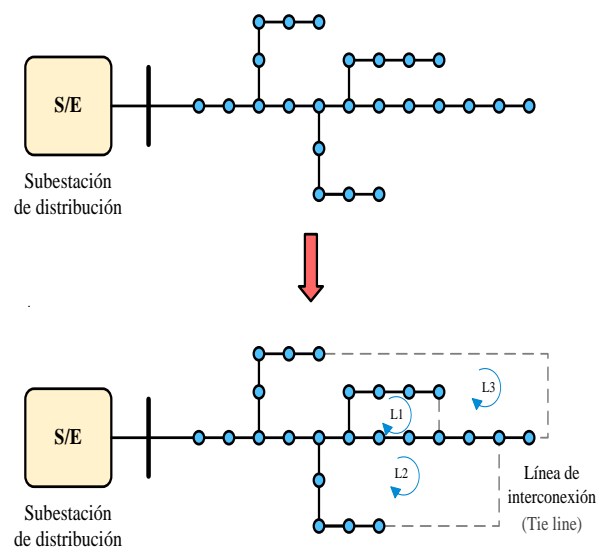


Figura 9. Creación de sistema mallas incorporando de líneas de interconexión.

Para el análisis topológico en los SD, se tiene como dato las líneas de interconexión inicialmente abiertas. Sin embargo, para determinar las mallas de sistema, es necesario cerrar los seccionadores de las

líneas de interconexión con el fin de calcular el número de mallas presentes en el sistema y determinar qué seccionadores constituyen a cada una.

El cálculo para el número de mallas en el sistema de distribución [50], está dado por:

$$N_m = (N_l + N_n) - N_b + 1 \quad (10)$$

De donde:

- N_m Número de mallas del sistema de distribución.
- N_l Número de líneas del sistema.
- N_b Número de total de barras del sistema de distribución.
- N_n Número de línea de interconexión implementadas (abiertas) en el sistema.

Considerando el número de mallas presentes en el sistema se procede a determinar los seccionadores que constituye a cada malla. Para este caso, se lleva a cabo la determinación de la matriz de incidencia del sistema de distribución a partir de la matriz de conexiones entre nodos (H).

Este análisis se centra en determinar matrices de incidencia de los sistemas ya que describe la relación entre los nodos y las líneas del sistema, mostrando cómo se conectan entre sí.

La matriz de incidencia del sistema de distribución (A) en donde sus filas son de tamaño N_l lo cual corresponde al número total de líneas sin considerar líneas de interconexión abiertas, y para las columnas de tamaño $N_b - 1$ es equivalente al número de barras totales del sistema menos uno. De tal manera, se forma una matriz cuadrada para determinar las líneas que conforman las mallas de la red.

La matriz de incidencia del sistema (A) es representada como:

$$A_{ij} = \begin{cases} 1, \text{Línea } i \text{ desde barra } j \\ -1, \text{Línea } i \text{ hacia barra } j \\ 0, \text{Línea } i \text{ sin enlace entre barras} \end{cases} \quad (11)$$

$$A = \begin{bmatrix} A_{12} & \cdots & A_{1N_b} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ A_{N_l 2} & \cdots & A_{N_l N_b} \end{bmatrix}_{N_l \times (N_b - 1)} \quad (12)$$

De donde:

- A Matriz de incidencia en el sistema.
- N_l Número de líneas del sistema
- N_b Número de barras en el sistema.

Al obtener la matriz de incidencia (A) del sistema, posteriormente, se determina la matriz de incidencia de trayectorias (B) que es el resultado de la matriz inversa de A , transpuesta y multiplicada por -1 .

$$B = -[A^{-1}]^T \quad (13)$$

$$B = -\left[\frac{1}{|A|} \cdot Adj(A)^T\right]^T \quad (14)$$

De donde:

- B Matriz de incidencia de trayectorias
- A Matriz de incidencia del sistema.

De igual manera, se debe tener en cuenta la matriz de incidencia de las líneas de interconexión implementadas (P_1), la cual se determina a partir de la matriz de conexiones correspondiente a líneas implementadas (H_1). Esta matriz tiene un número de filas correspondiente a la cantidad de líneas de interconexión implementadas (N_n), mientras que el tamaño de las columnas se mantiene igual que la matriz de incidencia original (A).

Como etapa final para determinar las líneas que constituyen las mallas, se genera la matriz de incidencia de cada línea en la malla (C) en la cual, las filas representan cada malla específica y las columnas indican los seccionadores para maniobrar.

La matriz proporcionará información sobre las conexiones de las líneas que conforman la malla específica mediante valores binarios.

$$C = \begin{bmatrix} -(P_1 \cdot B^T)^T \\ I \end{bmatrix}^T \quad (15)$$

$$C = \begin{bmatrix} C_{11} & \cdots & C_{1(N_l+N_n)} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ C_{N_m 1} & \cdots & C_{N_m(N_l+N_n)} \end{bmatrix}_{N_m \times (N_l+N_n)} \quad (16)$$

De donde:

- C Matriz de incidencia de cada seccionador en la malla específica.
- P_1 Matriz de incidencia de las líneas de interconexión implementadas
- N_l Número de líneas del sistema.
- N_n Número de línea de interconexión implementadas (abiertas) en el sistema.
- N_m Número de mallas del sistema de distribución.
- B Matriz de incidencia de trayectorias para las líneas.
- I Matriz Identidad ($N_n \times N_n$).

La formulación de la matriz (C) simplifica el análisis de cada malla, lo cual agiliza el proceso de búsqueda para determinar la apertura o cierre de los dispositivos de seccionamiento.

El algoritmo para la creación de la matriz de conexiones de mallas específicas se representa:

Algoritmo 1. Creación de matriz de configuración de seccionadores para cada malla del sistema de distribución.

- Paso 1: *Ingreso de datos*
 N_l, N_b, N_n, H, H_1
- Paso 2: *Formación de matriz de incidencia (A)*
Para $i = 1$ **Hasta** N_l **Hacer**
 $Nf = H(i, 1)$
 $Nt = H(i, 2)$
 $A(i, Nf) = -1$
 $A(i, Nt) = 1$
Fin Para
Para $i = 1$ **Hasta** N_b **Hacer**

Para $j = 1$ **Hasta** N_l **Hacer**
Si $A(i, j) \sim = -1 \wedge A(i, j) \sim = 1$ **Entonces**
 $A(i, j) = 0$
Fin Si
Fin Para
- Paso 3: *Formación matriz de incidencia (A_1)*

Algoritmo 1. Creación de matriz de configuración de seccionadores para cada malla del sistema de distribución.

- Para** $i = 1$ **Hasta** N_n **Hacer**
 $Nf = H_1(i, 1)$
 $Nt = H_1(i, 2)$
 $P_1(i, Nf) = -1$
 $P_1(i, Nt) = 1$
Fin Para
Para $i = 1$ **Hasta** N_b **Hacer**
Para $j = 1$ **Hasta** N_n **Hacer**
Si $P_1(i, j) \sim = -1 \wedge P_1(i, j) \sim = 1$ **Entonces**
 $P_1(i, j) = 0$
Fin Si
Fin Para
Fin Para
- Paso 4: *Obtención de matriz B*
 $B = -[A^{-1}]^T$
- Paso 5: *Obtención de matriz C*
 $C = \begin{bmatrix} -(P_1 \cdot B^T)^T \\ I \end{bmatrix}^T$
- Paso 6: *Almacenar C*
-

3.3.2 Optimización basada en el forrajeo para mantarrayas (MFRO)

El algoritmo de optimización de forrajeo para mantarrayas se destaca por la cantidad de estrategias de búsqueda que posee para determinar las óptimas soluciones en un problema de optimización [51].

Esta sección describe los modelos matemáticos de los procesos de búsqueda de las mantarrayas, con énfasis a las habilidades de explotación y de exploración dentro de un determinado espacio [51].

Uno de los aspectos más significativo de las mantarrayas reside en sus comportamientos de búsqueda, alcanzando a desplazarse solitarias o en grupos, siendo frecuente observarlas buscando alimento en conjunto [51], [52].

La población de mantarrayas que se plantea en algoritmo MRFO, se representa mediante un conjunto de soluciones candidatas, conocidas como individuos. Cada individuo representa una posible solución al problema que se está abordando. El número de individuos que conforma el área de búsqueda para las soluciones se denota como (N_{pop}).

En el proceso de reconfiguración de un sistema de distribución eléctrica, el número

de individuos del área de búsqueda enfatiza al número total de posibles configuraciones de seccionadores a maniobrar.

Con respecto al comportamiento de la técnica metaheurística, la primera estrategia se basa en la formación de una cadena de búsqueda. En este método, un grupo determinado de mantarrayas se alinea de manera ordenada, una tras otra, mientras buscan posibles soluciones al problema [52].

La segunda estrategia se conoce como "búsqueda ciclónica" en la cual, la concentración de su alimento es alta, varias mantarrayas se congregan y entrelazan formando una espiral [51]. Esto genera un vórtice en el centro del ciclón, lo que provoca que el agua que se ha filtrado tienda a elevarse sobre la superficie.

El tercer proceso de búsqueda se denomina "búsqueda con salto". Este comportamiento de las mantarrayas se basa en encontrar una fuente de alimento, realizan una serie de volteretas hacia atrás, y la rodean para atraerla hacia sí mismas [51]. Estas volteretas consisten en movimientos aleatorios, frecuentes, locales y cíclicos que ayudan a las mantarrayas a optimizar la ingesta de alimentos [51], [52].

Estas estrategias, se han expresado en función de la RSD para determinar la óptima configuración global de maniobra de seccionadores de las líneas.

Alimentación en cadena

En este proceso, las mantarrayas pueden identificar una configuración e ir hacia esta. Cuanto mayor sea la concentración en esta configuración, se considera como la mejor. Aunque la mejor solución no se conoce, MRFO hace suposición que la mejor solución encontrada es la configuración con alta concentración que las mantarrayas quieren acercarse y consumir [52].

Las mantarrayas se alinean y forman una cadena de búsqueda, en excepción al primero, se mueven hacia la mejor actual y al que se encuentra adelante [52]. Es decir,

en cada iteración, cada individuo, se actualiza por la mejor solución encontrada hasta ahora y la solución que está adelante [51].

Las ecuaciones en función a las configuraciones de apertura de los seccionadores del sistema se establecen como:

$$x_i^k(t+1) = x_i^k(t) + r(x_{best}^k(t) - x_i^k(t)) + \alpha(x_{best}^k(t) - x_i^k(t)) \quad (17)$$

$$i = 1$$

$$x_i^k(t+1) = x_i^k(t) + r(x_{i-1}^k(t) - x_i^k(t)) + \alpha(x_{best}^k(t) - x_i^k(t)) \quad (18)$$

$$i = 2, 3, 4, \dots, N_{pop}$$

$$\alpha = 2r |\log(r)|^{\frac{1}{2}} \quad (19)$$

De donde:

- $x_i^k(t)$ Vector de seccionadores de línea a maniobrar en el sistema correspondiente a la iteración actual t de dimensión k (número total de mallas).
- r Vector aleatorio dentro del rango de 0 a 1.
- α Coeficiente de peso.
- $x_{best}^k(t)$ Vector de mejor configuración de maniobra en líneas correspondiente a la iteración t de dimensión k (número total de mallas).

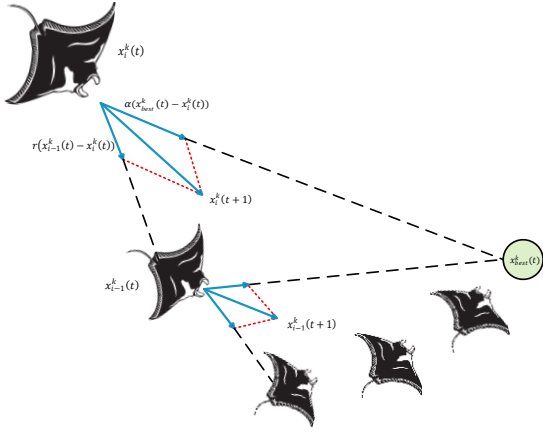


Figura 10. Proceso de alimentación en cadena.

Estrategia de alimentación ciclónica

El rasgo característico de esta estrategia es que las mantarrazas forman una espiral y nadan hacia el plancton en aguas profundas.

Las ecuaciones matemáticas que modela el movimiento en forma de espiral de las mantarrazas en un espacio bidimensional en coordenadas cartesianas se representan [51], [52]:

$$X_i(t+1) = X_{best} + r(X_{i-1}(t) - X_i(t)) + e^{bw} \cos(2\pi w) (X_{best} - X_i(t)) \quad (20)$$

$$Y_i(t+1) = Y_{best} + r(Y_{i-1}(t) - Y_i(t)) + e^{bw} \sin(2\pi w) (Y_{best} - Y_i(t)) \quad (21)$$

De donde:

w Número aleatorio en el rango de 0 a 1.

Este comportamiento de movimiento puede extenderse a un espacio n-k. Para simplificar, este modelo matemático de forrajeo de ciclones se puede definir en la ecuación (22) y (23).

$$x_i^k(t+1) = x_{best}^k + r(x_{best}^k(t) - x_i^k(t)) + \beta(x_{best}^k(t) - x_i^k(t)) \quad (22)$$

$$i = 1$$

$$x_i^k(t+1) = x_{best}^k + r(x_{i-1}^k(t) - x_i^k(t)) + \beta(x_{best}^k(t) - x_i^k(t)) \quad (23)$$

$$i = 2, 3, 4, \dots, N_{pop}$$

$$\beta = 2e^{r_1 \frac{T-t+1}{T}} * \text{sen}(2\pi r_1) \quad (24)$$

De donde:

β Coeficiente de ponderación.

T Número máximo de iteraciones.

t Iteración actual

$X_i^k(t)$ Vector de seccionadores de línea a maniobrar en el sistema correspondiente a la iteración actual t de dimensión k (número total de mallas).

r1 Número aleatorio en el rango de 0 a 1.

Todos los individuos buscan la solución óptima de manera aleatoria con respecto a las configuraciones de maniobra, lo que permite que la búsqueda ciclónica tenga un buen rendimiento en la región donde se ha encontrado la mejor solución hasta el momento [51].

$$x_{rand}^k = Lb^k + r(Ub^k - Lb^k) \quad (25)$$

$$x_i^k(t+1) = \begin{cases} x_{rand}^k + r(x_{rand}^k - x_i^k(t)) \\ + \beta(x_{rand}^k - x_i^k(t)) \\ x_{rand}^k + r(x_{i-1}^k(t) - x_i^k(t)) \\ + \beta(x_{rand}^k - x_i^k(t)) \end{cases} \quad (26)$$

De donde:

x_{rand}^k Vector de configuración de maniobra de seccionadores aleatorias de dimensión k.

Ub^k Límite superior de espacio de búsqueda de dimensión k.

Lb^k Límite inferior de espacio de búsqueda de dimensión k.

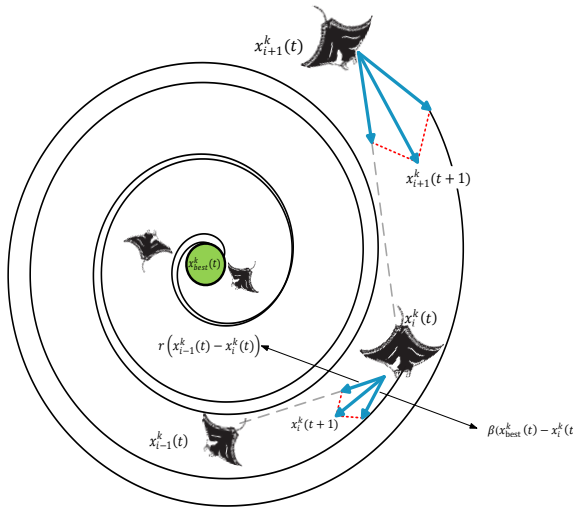


Figura 11. Proceso de alimentación ciclónica.

Estrategia de búsqueda con salto

La tercera etapa del algoritmo MRFO se fundamenta en la estrategia de búsqueda de alimento con salto. En esta estrategia, la configuración donde se obtiene una solución óptima se considera el eje. Las mantarrayas giran alrededor de este eje para lograr la óptima solución global de configuración.

$$x_i^k(t+1) = x_i^k(t) + S \left(r_2 x_{best}^k - r_3 x_i^k(t) \right) \quad (27)$$

$$i = 1, \dots, N_{pop}$$

De donde:

S Factor de la voltereta que decide el rango de la voltereta de las mantarrayas, se considera un valor de 2.

$r_2 - r_3$ Números aleatorios entre 0 y 1.

En la ecuación (27), con la definición del rango de salto mortal, es posible que cada configuración se modifique con respecto a las líneas a desconectar en un nuevo dominio de búsqueda ubicado entre la configuración actual y su configuración simétrica alrededor de la mejor configuración encontrada hasta el momento.

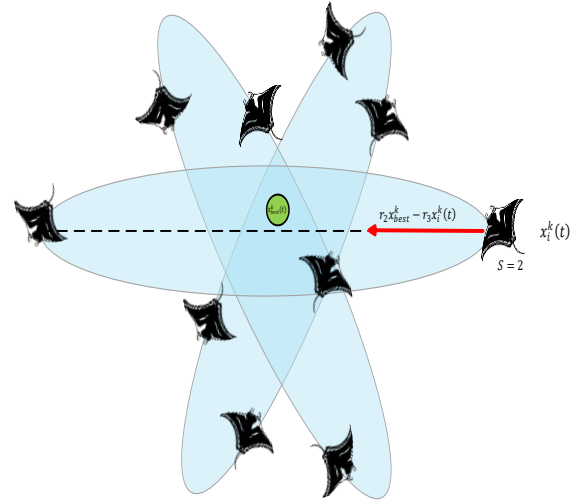


Figura 12. Proceso de búsqueda por salto.

A medida que se reduce la distancia entre la configuración “individual” y la mejor configuración encontrada hasta el momento, también se reduce la perturbación en la configuración actual. Todos los individuos se aproximan gradualmente a la solución óptima en el espacio de búsqueda.

El algoritmo correspondiente a la implementación de la técnica metaheurística en la reconfiguración está expresado por:

Algoritmo 2. Técnica metaheurística MRFO aplicada a la reconfiguración de sistema de distribución.

-
- Paso 1: *Ingreso de datos*
 N_{pop}, T, U_b, L_b, k
- Paso 2: *Generar configuraciones iniciales*
Para $i = 1$ **Hasta** N_{pop} **Hacer**
 $x_i^k(i) = rand(1, k) * (U_b - U_l) + U_b$
Fin Para
- Paso 3: *Cálculo de función fitness para configuraciones iniciales* (Óptimo temporal)
 $f(x_{best}) = Inf$
Para $i = 1$ **Hasta** N_{pop} **Hacer**
Si $f(x_i^k) \leq f(x_{best})$ **entonces**
 $f(x_{best}) = f(x_i^k)$
 $x_{best} = x_i^k$
Fin Si
Fin Para
- Paso 3: *Inicio de procesos de búsqueda MRFO*
Para $t = 1$ **Hasta** T **Hacer**
Si $rand < 0.5$ **entonces**

Algoritmo 2. Técnica metaheurística MRFO aplicada a la reconfiguración de sistema de distribución.

Actualiza $x_i^k(t)$
+ 1) con ecuación (19)
Caso Contrario
Actualiza $x_i^k(t + 1)$ con ecuación (22)
Fin Si
Caso Contrario
//Proceso de alimentación en cadena
Actualiza $x_i^k(t)$
+ 1) con ecuación (14), (15)
Fin Si

Paso 4: Cálculo de función fitness para configuraciones nuevas $f(x_i^k(t + 1))$
Para $i = 1$ **Hasta** N_{pop} **Hacer**
 Si $f(x_i^k(t + 1)) \leq f(x_{best})$ **entonces**
 $f(x_{best}) = f(x_i^k(t + 1))$
 $x_{best} = x_i^k(t + 1)$
 Fin Si
Fin Para

Paso 5: Determinar configuraciones mediante proceso de búsqueda por salto
Para $i = 1$ **Hasta** N_{pop} **Hacer**
 Actualiza $x_i^k(t + 1)$ con ecuación (23)
Fin Para

Paso 6: Cálculo de función fitness para configuraciones nuevas $f(x_i^k(t + 1))$
Para $i = 1$ **Hasta** N_{pop} **Hacer**
 Si $f(x_i^k(t + 1)) \leq f(x_{best})$ **entonces**
 $f(x_{best}) = f(x_i^k(t + 1))$
 $x_{best} = x_i^k(t + 1)$
 Fin Si
Fin Para

Paso 7: Almacenar $x_{best}, f(x_{best})$
Fin Para

3.3.3 Flujo de carga mediante método de Newton-Raphson desacoplado rápido

Para la RSD, la técnica metaheurística emplea una función de aptitud (fitness) equivalente a la función objetivo expuesta en la ecuación (4) para minimizar las pérdidas.

Por lo tanto, posterior al análisis de las características topológicas del sistema y la identificación de las posibles configuraciones de apertura de líneas obtenidas durante el proceso de búsqueda del algoritmo MRFO, el flujo de carga se fundamentará en cuantificar los parámetros de voltaje y las pérdidas en función de las configuraciones garantizando una minimización en las pérdidas y mejora en el perfil de voltaje.

Entre los métodos que más se empleados para el análisis flujo de carga se encuentra la técnica de Newton-Raphson (NR), el cual hace referencia a un algoritmo iterativo en la solución de sistemas de tipo no lineales. Sin embargo, el método de NR tiene ciertas limitaciones en términos de tiempo de cómputo y precisión para SD de energía eléctrica, lo cual es factible para el proceso de reconfiguración.

Por consiguiente, se considera el método de Newton-Raphson Desacoplado Rápido (NRDR) como herramienta idónea para análisis del flujo de carga. Su eficiencia y capacidad para manejar cambios dinámicos y características especiales de los SD hacen particularmente útil [53].

El método de NRDR hace énfasis en la descomposición de la matriz Jacobiana en dos submatrices, una para los voltajes y otra para los ángulos de fase. Esta descomposición simplifica el cálculo y permite una solución más rápida y eficiente del flujo de potencia [53].

Una de las ventajas al implementar este método es que la convergencia es lineal, lo cual es óptimo para el análisis de flujo de carga para la investigación.

Modelamiento matemático

El principio de desacoplamiento se basa en una característica esencial de los SEP, ya que existe una relación considerable entre la potencia activa y los ángulos de voltaje, así como también, entre la potencia reactiva y la magnitud de los voltajes de la barra.

La matriz de derivadas parciales Jacobiano (J) se representa de la siguiente forma:

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} & 0 \\ 0 & V_i \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} \quad (28)$$

Las ecuaciones de Newton lineales desacopladas resultantes se establecen:

$$[\Delta P] = [H][\Delta \theta_i] \quad (29)$$

$$[\Delta Q] = [L][\Delta V_i] \quad (30)$$

Considerando que para $i \neq j$ se puede demostrar que:

$$H_{ij} = L_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (31)$$

Mientras que para $i = j$ se emplea las siguientes ecuaciones:

$$H_{ii} = -B_{ii}|V_i|^2 - Q_i \quad (32)$$

$$L_{ii} = -B_{ii}|V_i|^2 + Q_i \quad (33)$$

Las ecuaciones (29) y (30) se pueden construir y resolver simultáneamente entre sí en cada iteración, actualizando las matrices H y L en cada iteración usando las ecuaciones de (31) a (33).

Las simplificaciones para considerar la obtención del Jacobiano tienen como ventaja la velocidad de cálculo sin obtener pérdidas en la precisión de la solución utilizando el método desacoplado.

$$B_{ii}V_i^2 \gg Q_i \quad (34)$$

$$\sin \theta_{ij} \ll \cos \theta_{ij} \therefore \theta_{ij} \rightarrow 0 \quad (35)$$

Dentro de las simplificaciones, se debe considerar que el valor de la magnitud de voltaje es 1.00 [p.u.] con respecto al vector de correcciones y el Jacobiano. Por lo tanto, se determina que:

$$H_{ii} = -B_{ii} \quad (36)$$

$$H_{ij} = -B_{ij} \quad (37)$$

$$L_{ii} = -B_{ii} \quad (38)$$

$$L_{ij} = -B_{ij} \quad (39)$$

Para las matrices B' y B'' corresponde a las componentes de la parte imaginaria de la matriz de admitancia de barra (Y_{barra}). El sistema de ecuaciones de Newton lineales con desacoplado rápido se representa como:

$$[\Delta P] = [B'][\Delta \theta_i] \quad (40)$$

$$[\Delta Q] = [B''][\Delta V_i] \quad (41)$$

Para este método de análisis de flujo de carga se emplea diferentes variantes las cuales se basan en cómo se desprecian las resistencias de los elementos al formar en matrices B' y B'' . El análisis de flujo de carga en la RSD, se propone la utilización del modelo estándar XB .

Tabla 3. Variantes aplicadas en el método Newton-Raphson Desacoplado rápido.

Variante	B'	B''
XB	$R_{ij} = 0$	$R_{ij} \neq 0$
XX	$R_{ij} = 0$	$R_{ij} = 0$
BB	$R_{ij} \neq 0$	$R_{ij} \neq 0$
BX	$R_{ij} \neq 0$	$R_{ij} = 0$

Al despejar las ecuaciones (40) y (41), se obtienen los valores de $\Delta \theta$ y ΔV , los cuales se usan para corregir las métricas con respecto al ángulo y voltaje en el nodo i .

Por otro lado, se puede llevar a cabo un análisis similar para determinar los flujos de potencia de un elemento único conectado entre los nodos, dado a que los valores de V y θ en los nodos del sistema han sido obtenidos anteriormente. Este proceso se repite de manera iterativa hasta que logra la convergencia del sistema en función configuraciones encontradas por medio del algoritmo MRFO.

Para determinar de manera precisa las pérdidas de potencia para la RSD, este modelo considera varias características del sistema, como las impedancias de las líneas y las corrientes.

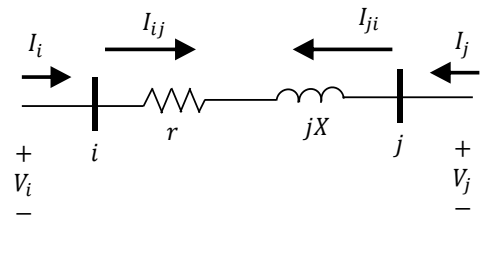


Figura 13. Modelo de línea de distribución.

Considerando el diagrama representado en la Fig. 13, la corriente inyectada en el nodo i en función a la ecuación (1), se expresa por:

$$I_i = I_j \quad (42)$$

$$I_k = \frac{V_i - V_j}{Z_{ij}} \quad (43)$$

De donde:

I_i Corriente que circula nodo i .

I_j Corriente que circula nodo j .

i, j Nodo de entrada y salida.

Z_{ij} Impedancia de la línea entre nodo i y j .

V_i, V_j Voltajes en los nodos i y j , respectivamente.

Por lo tanto, se puede expresar la potencia aparente entre los nodos i y j con sus componentes de potencia activa y reactiva.

$$S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij} = V_i I_{ij}^* \quad (44)$$

$$S_{ij} = V_i [y_{ij}(V_i - V_j)]^* \quad (45)$$

Para determinar las pérdidas en líneas del sistema se puede obtener mediante la siguiente expresión:

$$\Delta P_{loss} = P_{ij} + P_{ji} \quad (46)$$

$$P_{ij} = G_{ij}[V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (47)$$

En el modelo de reconfiguración del sistema de distribución se busca reducir las pérdidas de potencia y mejorar el voltaje. Por lo tanto, es necesario determinar estas ecuaciones para evaluar las soluciones al proceso.

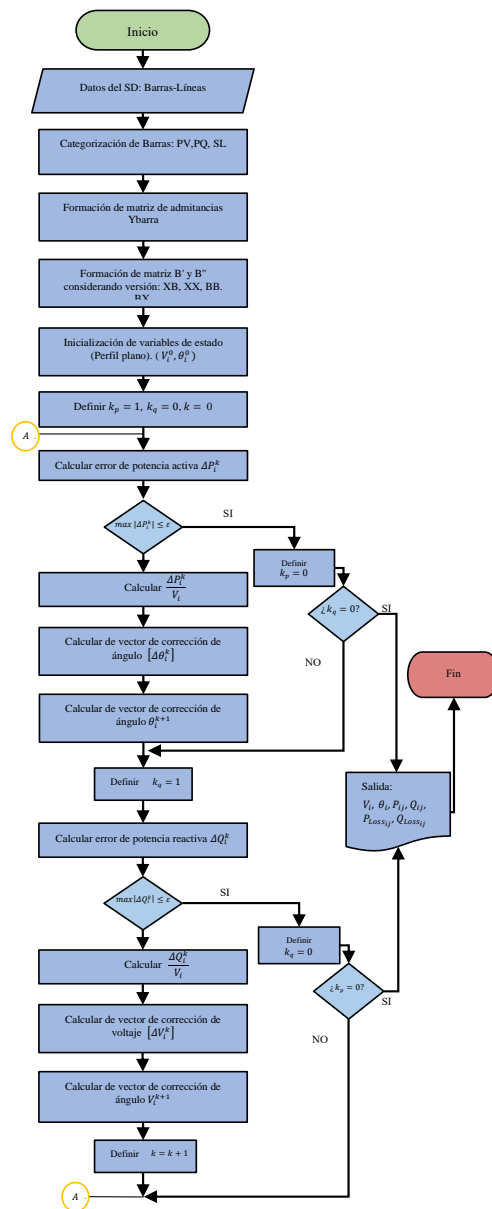


Figura 14. Diagrama de flujo de método de Newton – Raphson desacoplado rápido.

3.4 Implementación de solución en Matlab

El Algoritmo 3 agrupa cada metodología implementada para la resolución del problema de reconfiguración sobre el software Matlab y MATPOWER para resolver los flujos de carga para cada configuración de apertura de seccionadores de las líneas del sistema para determinar la óptima configuración del SD con énfasis en la reducción de las pérdidas y mejora en los niveles de voltaje en el sistema determinados por el algoritmo MRFO.

Algoritmo 3. Reconfiguración del SD mediante el algoritmo de optimización de forrajeo para mantarrayas

Paso 1: Ingreso de datos de algoritmo MRFO
 N_{pop}, T, U_b, L_b, k

Paso 2: Leer datos del sistema
 $N_l, N_b, N_n, Barras, Líneas$

Paso 3: Determinar configuraciones de seccionadores para cada malla mediante Algoritmo 1.
 Almacenar C

Paso 5: Encontrar configuraciones de apertura de seccionadores para el sistema mediante Algoritmo 2 (MRFO) y aplicación de MATPOWER (Flujo de Potencia NRDR).
 //Aplicar función de activación (Sigmoide) a configuraciones en función de las posiciones de matriz C .
Para $i = 1$ **hasta** N_{pop} **hacer**
 Para $j = 1$ **Hasta** k **Hacer**
 $sig(j, i)$
 $= 1 / (1 + exp(-x_i^k(j, i)))$
 $x_i^k(j, i) =$
 $C(ceil(length(nonzeros(C(j, :)) \times sig(j, i)))$
 Fin Para
Fin Para
 //Aplicación de MATPOWER para realizar flujo de potencia a configuraciones x_i^k
Para $i = 1$ **hasta** N_{pop} **hacer**
 $sistema = loadcase('SD.m')$
 Para $j = 1$ **Hasta** k **Hacer**
 $sistema.branch(x_i^k(j, i), 11) = 0$
 Fin Para
 $mpopt =$
 $= mpooption('pf.alg', 'FDXB')$
 $Flujo = runpf(sistema, mpoopt)$
 //Cálculo de pérdidas de potencia activa.
 $f(x_i^k(i))$
 $= sum(Flujo.branch(:, 14)) +$
 $sum(Flujo.branch(:, 16))$
Fin Para

Paso 6: Verificación de restricciones establecidas en función a las ecuaciones de (7) a (9).

Paso 7: Obtención de la óptima configuración para maniobra de los seccionadores en líneas del sistema y los parámetros eléctricos
 (V , Pérdidas de potencia activa, índice de variación de voltaje).
 Almacenar $x_{best}^k, f(x_{best}^k), \Delta V_D$

Los algoritmos establecidos para la solución de la RSD efectuaron en el software MATLAB R2023a, simulado en una computadora con descripción: Intel®

Core™ i7- 10510U a 1.80 GHz con memoria RAM (16 GB).

3.5 Sistemas de prueba

Para la implementación y evaluación de la RSD, se han establecido sistemas de prueba. Estos modelos proporcionan un marco de referencia estándar para el análisis y diseño de los SD.

Como condición inicial, se establecen líneas de interconexión normalmente abiertas en el sistema. Estas líneas brindan conexiones entre nodos distintos del sistema y permiten la transferencia de energía entre ellos en casos de fallas o situaciones que afecten el suministro adecuado de energía eléctrica.

Estas líneas de interconexión permitirán la creación de mallas en el sistema, con el fin de determinar la configuración a desconectar garantizando que cumpla con criterios de radialidad y convergencia en el análisis de flujo de carga.

La consideración del algoritmo debe tener en cuenta que los equipos de maniobra que son compartidos por las mallas adyacentes, no se deben cambiar de estado “abierto” a elementos que pertenezcan a un mismo ramal, ya que esto causaría el aislamiento en los nodos.

Una topología fija en términos de reducción e incremento en los niveles de carga influye en los parámetros eléctricos del sistema, se busca analizar cómo los cambios en la carga afectan a los parámetros eléctricos del sistema, y si una topología fija puede hacer frente a estas variaciones de manera eficiente.

Para la evaluación de la RSD, se establecieron sistemas de 33 y 69 barras.

3.5.1 Sistema de distribución de 33 barras

Este modelo de prueba corresponde a un sistema radial trifásico conformado por un alimentador principal y 4 sub alimentadores laterales que se originan en las barras 2, 3 y 6. El sistema está constituido por 33 barras

y 37 líneas. El voltaje base en el sistema es de 12.66 [kV] con potencia aparente de 10 [MVA]. Se considera que los nodos están situados a una distancia de 1 km.

En la Figura 15, se muestra el diagrama correspondiente al sistema de 33 barras sin la incorporación de líneas de interconexión.

El sistema consta 32 interruptores seccionadores. Los interruptores de seccionamiento del sistema están cerrados en condiciones normales. En la sección de Anexos se proporcionan los datos correspondientes a las barras, líneas y cargas.

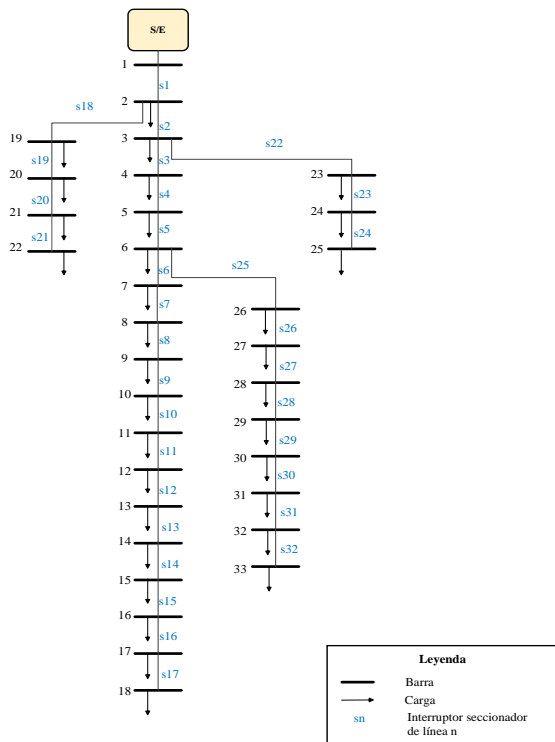


Figura 15. Sistema de distribución de 33 barras

Se han establecido conexiones entre nodos con interruptores en posición abierta durante la configuración inicial. Estas conexiones serán útiles al llevar a cabo cambios en la topología mediante el uso del algoritmo MRFO.

Al modificar el sistema de 33 barras, como configuración inicial, es esencial establecer las mallas con relación a las líneas de interconexión incorporadas.

Tabla 4. Datos de líneas de interconexión en el sistema de 33 barras.

Barra			Impedancia de la línea	
N_l	N_f	N_t	$R (\Omega)$	$X (\Omega)$
33	21	8	2.000	2.000
34	9	15	2.000	2.000
35	12	22	2.000	2.000
36	18	33	0.500	0.500
37	25	29	0.500	0.500

El modelo modificado con la incorporación de líneas de interconexión mantiene las mismas características con respecto a las barras y carga del base. Sin embargo, es importante destacar que el modelo modificado contiene 37 líneas en total.

Las mallas creadas en el sistema se basan en la conformación de un grafo debido a la interconexión geométrica en el modelo. Por lo tanto, para determinar el número de mallas se emplea la ecuación (10) en el cual se obtiene un total de 5 mallas en el sistema.

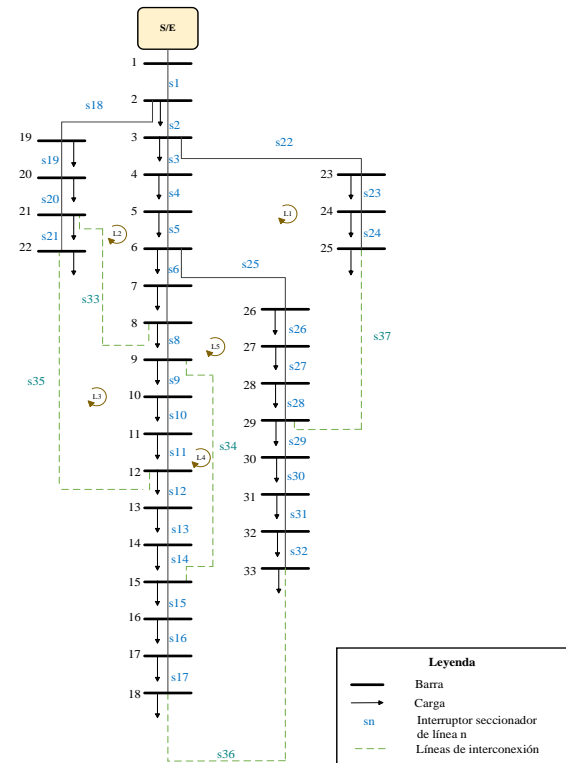


Figura 16. Sistema de distribución de 33 barras modificado.

La información acerca de la condición de los segmentos de líneas que pueden ser maniobrados se encuentra registrada en la

matriz de conexiones en las mallas obtenidas mediante la ecuación (15), donde se refleja la matriz de incidencia para cada malla del sistema de distribución.

En el caso del sistema de 33 barras modificado, la Tabla 5 expresa los índices de los segmentos de las líneas en que pueden ser maniobradas para cada malla.

Tabla 5. Matriz de seccionadores a maniobrar en cada malla para sistema de 33 barras

Malla	x_i^k para maniobrar										
L_1	3	4	5	22	23	24	25	26	27	28	37
L_2	2	6	7	18	19	20	33				
L_3	8	9	10	11	21	35					
L_4	12	13	14	34							
L_5	15	16	17	29	30	31	32	36			

Tabla 6. Matriz de estados para maniobrar en las mallas del sistema de 33 barras

Malla	x_i^k para maniobrar										
L_1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
L_2	1	1	1	1	1	1	0				
L_3	1	1	1	1	1	0					
L_4	1	1	1	0							
L_5	1	1	1	1	1	1	1	0			

3.5.2 Sistema de distribución de 69 barras

Este sistema de prueba corresponde a un sistema radial trifásico conformado por un alimentador principal y 8 sub alimentadores laterales que se originan en las barras 3 (2 derivaciones), 4, 8, 9, 11, 12 (2 derivaciones). El sistema está constituido por 69 barras y 68 líneas El voltaje base de sistema es de 12.66 [kV] con potencia aparente de 10 [MVA]. Se considera que los nodos están situados a una distancia de 1 km en los sistemas.

En la Figura 17, se expone el diagrama del sistema de 69 barras sin modificación. En la sección de Anexos se proporcionan los datos correspondientes a las barras, líneas y cargas en los nodos.

En el sistema de 69 barras se establecen conexiones entre nodos con interruptores en posición abierta durante la configuración inicial. Estas conexiones serán útiles al llevar a cabo el cambio topológico del sistema al emplear el algoritmo MRFO.

Es esencial establecer las mallas que se conforman con las líneas de interconexión incorporadas en el sistema. Los datos de las líneas de interconexión se establecen en la Tabla 7.

Tabla 7. Datos de líneas de interconexión en el sistema de 69 barras

Barra			Impedancia de la línea	
N_l	N_f	N_t	$R (\Omega)$	$X (\Omega)$
69	11	43	0.2012	0.0611
70	13	21	0.0047	0.0016
71	15	46	0.7394	0.2444
72	59	50	0.3861	0.1172
73	67	27	0.2012	0.0611

El modelo modificado con la incorporación de líneas de interconexión mantiene las mismas características con respecto a las barras y carga del base. Sin embargo, es importante destacar que el modelo modificado contiene 73 líneas en total.

Las mallas creadas en el sistema se basan en la conformación de un grafo debido a la interconexión geométrica en el modelo. Por lo tanto, para determinar el número de mallas se emplea la ecuación (10) en el cual se obtiene un total de 5 mallas en el sistema.

La condición de los segmentos de las líneas que pueden ser maniobradas se encuentra registrada en la matriz de conexiones en las mallas obtenidas mediante la ecuación (15).

Para el modelo del sistema de 69 barras modificado, la Tabla 8 compone de los índices de los segmentos de las líneas en que pueden ser maniobradas para cada malla.

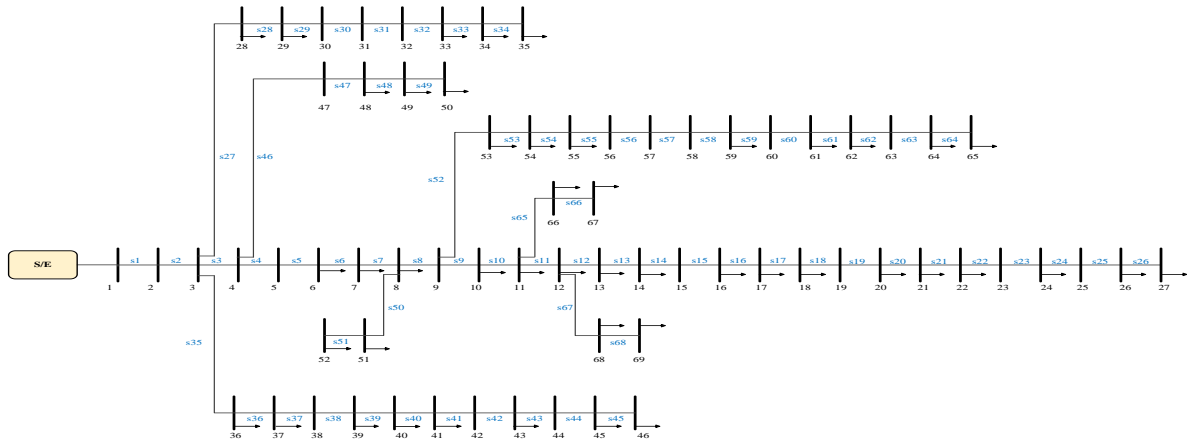


Figura 17. Sistema de distribución de 69 barras.

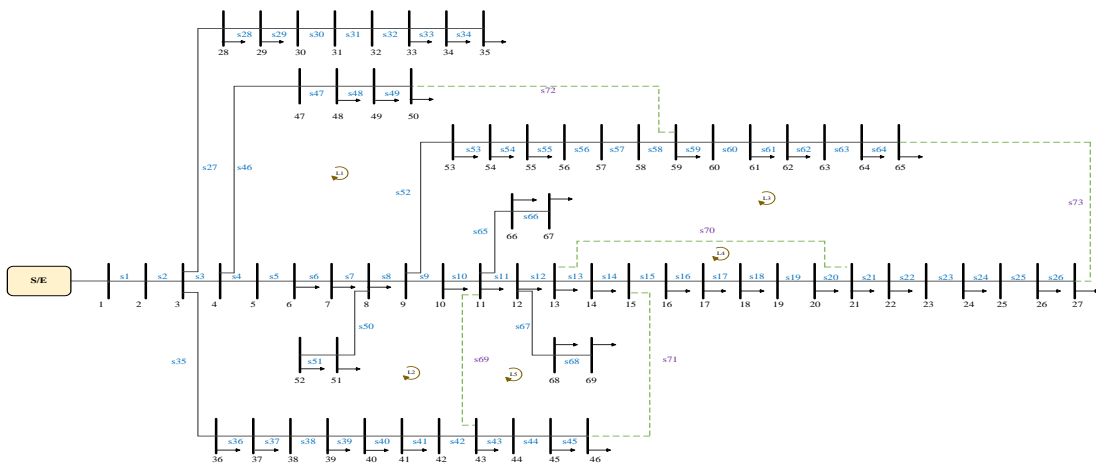


Figura 18. Sistema de distribución de 69 barras modificado.

Tabla 8. Matriz de seccionadores a maniobrar en cada malla para sistema de 69 barras

x_i^k para maniobrar				
L_1	L_2	L_3	L_4	L_5
4	3	11	13	43
5	9	12	14	44
6	10	21	15	45
7	35	22	16	71
8	36	23	17	
46	37	24	18	
47	38	25	19	
48	39	26	20	
49	40	59	70	
52	41	60		
53	42	61		
54	69	62		
55		63		
56		64		
57		73		
58				
72				

4 Análisis de resultados

Los parámetros iniciales necesarios para ejecutar las simulaciones se encuentran detallados en la Tabla 9, los cuales se adaptan a cada sistema de prueba específico.

Tabla 9. Parámetros iniciales para RSD en los sistemas de prueba

Parámetros iniciales para la reconfiguración del sistema				
Sistema	N_{pop}	Max. Iteración T	k	S
33 barras	100	55	5	2
69 barras	200	45	5	2

Para cada sistema de prueba, se evalúan dos escenarios en función de la demanda. Se realizan cambios en los parámetros de potencia activa y reactiva en las cargas de nodos aleatorios con el objetivo de

determinar cambios en la configuración topológica de los sistemas.

En el sistema de 33 barras se establece en niveles de carga del 100% y 50% como escenarios, respectivamente. Mientras que, para el sistema de 69 barras, se establece en niveles de carga del 100% y del 150%.

Cada escenario, se fundamenta en evaluar las configuraciones óptimas mediante el proceso de búsqueda del algoritmo MRFO conllevando a la optimización en los niveles de voltaje de los nodos y la disminución de pérdidas en el sistema.

Además, se comprueba las configuraciones y los parámetros eléctricos con otras técnicas metaheurísticas como: PSO, WOA (Optimización de Ballenas) y HHO (Optimización basada en el Comportamiento del Halcón). Estas técnicas se seleccionaron como puntos de referencia debido a su amplia aplicación en problemas de optimización y su capacidad para encontrar soluciones óptimas en diferentes dominios.

Estas técnicas se utilizan como puntos de referencia para evaluar la eficacia y el rendimiento de la configuración obtenida mediante el algoritmo MRFO que se propone en la investigación.

La evaluación comparativa entre estas técnicas permite una mejor comprensión con respecto a los resultados obtenidos y la preferencia de una técnica más adecuada para aplicaciones en la RSD en función de la demanda.

4.1 Sistema de 33 barras

4.1.1 Escenario 1: Nivel de demanda al 100%

En este escenario, el sistema de 33 barras se considera un nivel de demanda al 100%. Por lo tanto, se aplica un factor de carga de 1 a las cargas de nodos del sistema seleccionados aleatoriamente.

El sistema de 33 barras se considera como caso base la apertura de los

seccionadores de las líneas 33, 34, 35, 36 y 37.

Los niveles de voltaje iniciales asociados a cada barra en este escenario, se presenta en la Figura 19; en donde se ha identificado varias barras cuyos valores se sitúan por debajo del límite establecido de 0.95 [p.u.]. Uno de los puntos más críticos se encuentra en la barra 18, donde se registra el voltaje mínimo en el sistema de 0.9131 [p.u.].

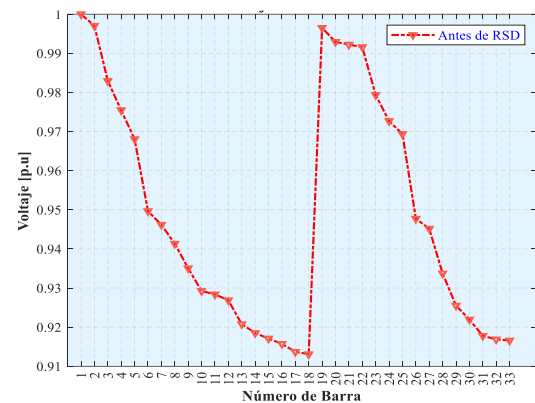


Figura 19. Perfiles de voltaje sistema de 33 barras antes de RSD (Escenario 1).

Con relación en las pérdidas de potencia activa en el sistema, se obtiene un total de pérdidas de 202.68 [kW]. Estos resultados resaltan la necesidad de realizar acciones correctivas para entrar dentro de los rangos de voltaje establecidos y reducir pérdidas de potencia.

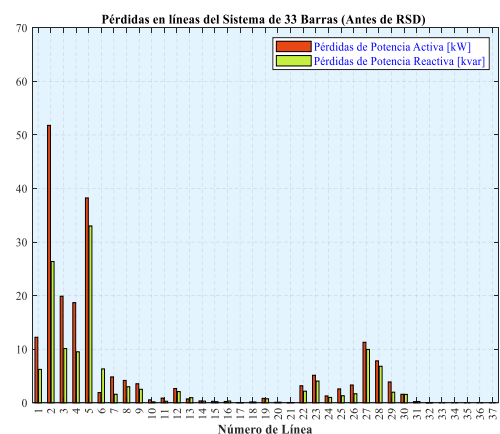


Figura 19. Pérdidas de potencia en líneas antes de RSD (Escenario 1 – 33 barras).

Para la reconfiguración del caso base, se considera los parámetros iniciales

utilizados que se presenta en la Tabla 9. Estos parámetros son esenciales en la determinación de la topología óptima del sistema, con el propósito de determinar la configuración óptima mediante una búsqueda exhaustiva que evite soluciones locales y permita identificar la configuración óptima global que resulte en la reducción de las pérdidas de potencia activa del sistema base.

Como reconfiguración, se ha obtenido que es factible la apertura de los seccionadores de las líneas 7, 9, 14, 28, 32, mientras que, con respecto al cierre de los seccionadores, se establece 33, 34, 35, 36, 37.

Como niveles de voltaje posteriores a la reconfiguración del sistema de 33 barras para el escenario 1, revela una mejora sustancial en el perfil de voltaje en comparación con el caso base, en el cual se tiene un valor mínimo de 0.9410 [p.u.] en la barra 32. En la Tabla 10, se definen los valores obtenidos de los niveles de voltaje antes y después de la RSD.

Tabla 10. Niveles de voltaje antes y después de la RSD (Escenario 1- 33 barras)

Voltajes del Sistema de 33 Barras (Escenario 1 – 100%)		
Barra	Antes de reconfiguración [p.u.]	Después de reconfiguración [p.u.]
1	1.0000	1.0000
2	0.9970	0.9970
3	0.9829	0.9870
4	0.9755	0.9850
5	0.9681	0.9840
6	0.9497	0.9810
7	0.9462	0.9800
8	0.9413	0.9630
9	0.9351	0.9590
10	0.9292	0.9630
11	0.9284	0.9630
12	0.9269	0.9630
13	0.9208	0.9600
14	0.9185	0.9600
15	0.9171	0.9530
16	0.9157	0.9510
17	0.9137	0.9490
18	0.9131	0.9470
19	0.9965	0.9950
20	0.9929	0.9780
21	0.9922	0.9740
22	0.9916	0.9700

Voltajes del Sistema de 33 Barras (Escenario 1 – 100%)		
Barra	Antes de reconfiguración [p.u.]	Después de reconfiguración [p.u.]
23	0.9794	0.9800
24	0.9727	0.9650
25	0.9694	0.9540
26	0.9477	0.9800
27	0.9452	0.9800
28	0.9337	0.9790
29	0.9255	0.9490
30	0.9220	0.9450
31	0.9178	0.9420
32	0.9169	0.9410
33	0.9166	0.9470

Además, posterior a la reconfiguración se obtuvo una reducción en las pérdidas de potencia en el sistema. Se obtuvo un valor de pérdidas de potencia de 139.9782 [kW], lo cual representa una reducción del 30.9364 [%], con respecto al caso base. Estos resultados indican una optimización favorable de la configuración topológica del sistema de distribución, logrando mejorar tanto el perfil de voltaje al reducir las pérdidas de potencia activa.

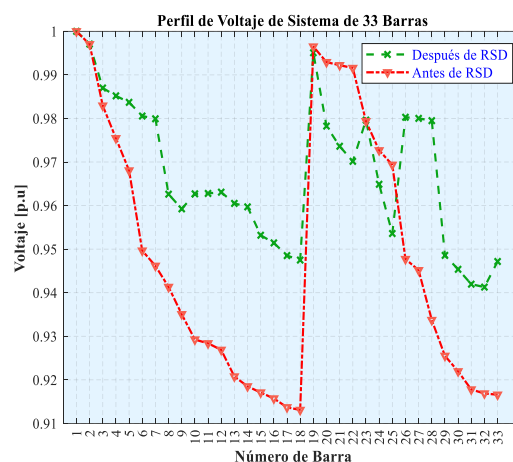


Figura 20. Perfiles de voltaje sistema de 33 barras antes y después de RSD (Escenario 1).

Con respecto al análisis de convergencia del sistema, se destaca que en la iteración 55 presenta un resultado óptimo para el sistema en el proceso búsqueda. En esta iteración específica, se ha obtenido que es factible la apertura de los seccionadores de las líneas 7, 9, 14, 28 y 32. Con respecto al

índice de variación de voltaje para este escenario, presenta un valor máximo de 0.059 [p.u.] correspondiente a la barra 32, después de la reconfiguración.

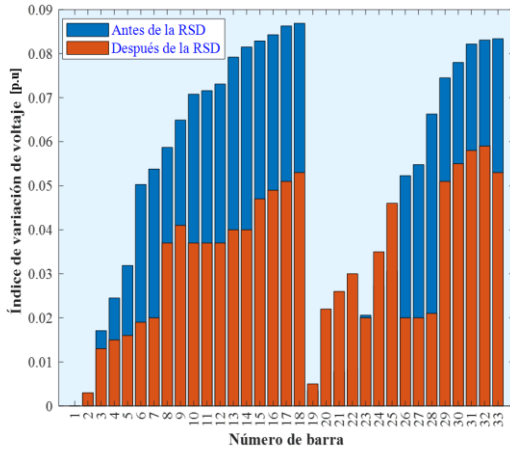


Figura 21. Índice de variación de voltaje de sistema de 33 barras (Escenario 1).

En la Figura 23, se puede observar una reducción significativa con respecto a las pérdidas de potencia activa y reactiva en las líneas. En el rango de las líneas 3 – 18 y 25 – 28, las pérdidas son notablemente reducidas en comparación al caso base.

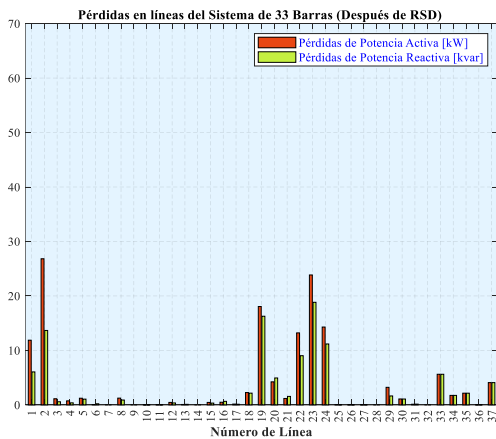


Figura 22. Pérdidas de potencia en líneas después de RSD (Escenario 1 – 33 barras).

Por otro lado, para la comparación del algoritmo MRFO con algoritmos metaheurísticos bio-inspirados, se evalúan las pérdidas de potencia activa totales, la configuración de los seccionadores para la apertura de las líneas, los voltajes mínimos

y el índice de desviación de voltaje. Estos datos se exponen en la Tabla 11.

Tabla 11. Comparación de métodos metaheurísticos en sistema de 33 barras (Escenario 1)

Técnica	P_{activa} [kW]	Seccionador abierto [x_i^k]	V_{min} [p. u.]	ΔV_D [p. u.]
Inicial	202.68	33 – 34 – 35 – 36 – 37	0.9131	0.089
MRFO	139.97	7 – 9 – 14 – 28 – 32	0.9413	0.058
PSO	139.55	7 – 9 – 14 – 32 – 37	0.9378	0.062
WOA	140.27	7 – 10 – 14 – 32 – 37	0.9378	0.062
HHO	141.20	7 – 11 – 14 – 32 – 37	0.9378	0.062

Mediante el análisis de técnicas heurísticas para este escenario, se determina que el algoritmo de optimización MRFO garantiza un aumento significativo en el nivel de voltaje mínimo del sistema y una reducción índice de variación de voltaje con un valor de 0.0587 [p.u.], en comparación con otros algoritmos metaheurísticos. Además, se determina que el algoritmo MRFO presenta una rápida convergencia con respecto los valores de pérdidas de potencia activa, lo cual indica que el algoritmo está encontrando soluciones cada vez más cercanas al óptimo en un período de tiempo reducido. El tiempo de simulación fue 20.55 [s].

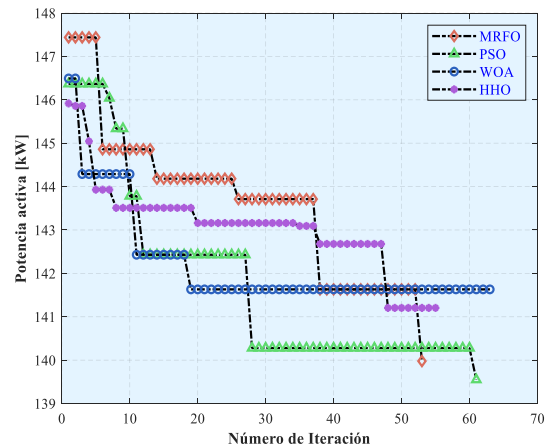


Figura 23. Pérdidas de potencia activa con respecto al número de iteraciones (Escenario 1).

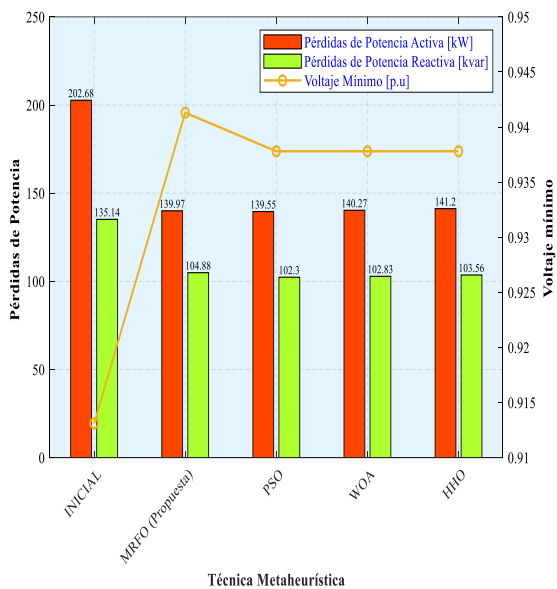


Figura 24. Pérdidas de potencia con respecto a técnicas metaheurísticas (Escenario 1).

4.1.2 Escenario 2: Nivel de demanda al 50%

Para este escenario se han establecido niveles de demanda al 50% para 19 nodos seleccionados aleatoriamente del sistema de 33 barras.

Se considera un factor de carga de 0.5 en las cargas conectadas de los nodos seleccionados del sistema, con apertura en los seccionadores de las líneas 33, 34, 35, 36 y 37.

Los datos sobre la variación en los niveles de carga permitirán analizar los cambios en la topología del sistema y compararlos con el primer caso mencionado. Estos datos seleccionados aleatoriamente se encuentran proporcionados en la sección de Anexos.

Los valores de voltaje iniciales asociados a cada nodo en este escenario base, se presenta en la Figura 26.

Se han identificado varias barras cuyos valores se sitúan por debajo del límite establecido de 0.95 [p.u.]. Uno de los puntos más críticos se encuentra en la barra 33, donde se registra un voltaje mínimo en el sistema de 0.9310 [p.u.].

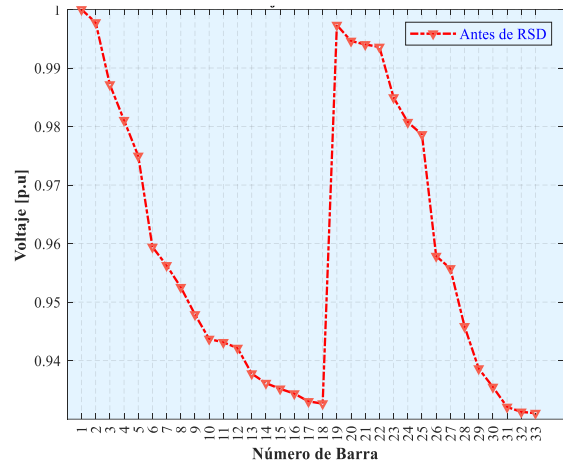


Figura 25. Perfil de voltaje sistema de 33 barras antes de RSD (Escenario 2).

Con respecto a las pérdidas totales en este escenario, se registra un valor de 132.7493 [kW]. Estos resultados enfatizan la importancia de implementar medidas correctivas con el fin de entrar dentro los límites de voltaje establecidos y reducir al mínimo las pérdidas en el sistema.

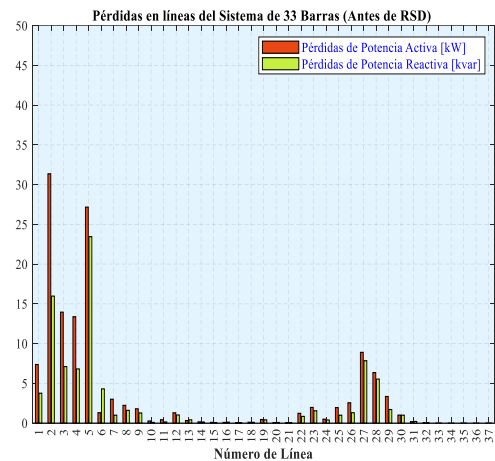


Figura 26. Pérdidas de potencia en líneas antes de RSD (Escenario 2 – 33 barras).

De la misma manera que el escenario anterior, para la reconfiguración del caso base, se considera los parámetros iniciales presentados en la Tabla 9. Estos parámetros son principales en la determinación de la topología óptima del sistema, con el objetivo de obtener la configuración óptima mediante una búsqueda exhaustiva que evite soluciones locales y permita identificar la configuración óptima que

resulte en la reducción de las pérdidas de potencia activa del sistema base.

Como reconfiguración, se ha obtenido que es factible la apertura de los seccionadores de las líneas 7, 11, 14, 28, 32, mientras que, con respecto al cierre de los seccionadores, se establece 33, 34, 35, 36, 37.

Por lo tanto, como resultados a los niveles de voltajes posteriores a la reconfiguración del sistema de 33 barras, se obtiene una mejora en el perfil de voltaje en comparación con el caso inicial. Como valor mínimo de voltaje en el sistema posterior a la reconfiguración se obtuvo de 0.9532 [p.u.] en la barra 32.

En la Tabla 12, se detallan los valores de voltaje antes y después de realizar la RSD.

Tabla 12. Niveles de voltaje antes y después de RSD (Escenario 2 – 33 barras)

Voltajes del Sistema de 33 Barras (Escenario 2 – 50%)		
Barra	Antes de reconfiguración [p.u.]	Después de reconfiguración [p.u.]
1	1.0000	1.0000
2	0.9978	0.9978
3	0.9872	0.9903
4	0.9811	0.9889
5	0.9750	0.9876
6	0.9594	0.9849
7	0.9563	0.9843
8	0.9525	0.9681
9	0.9479	0.9649
10	0.9437	0.9641
11	0.9431	0.9641
12	0.9421	0.9731
13	0.9378	0.9711
14	0.9362	0.9705
15	0.9352	0.9607
16	0.9344	0.9596
17	0.9330	0.9576
18	0.9327	0.9569
19	0.9973	0.9962
20	0.9946	0.9828
21	0.9940	0.9790
22	0.9936	0.9769
23	0.9849	0.9847
24	0.9807	0.9734
25	0.9786	0.9642
26	0.9579	0.9848
27	0.9558	0.9846
28	0.9459	0.9843
29	0.9386	0.9597
30	0.9355	0.9568
31	0.9321	0.9539

Voltajes del Sistema de 33 Barras (Escenario 2 – 50%)		
Barra	Antes de reconfiguración [p.u.]	Después de reconfiguración [p.u.]
32	0.9312	0.9532
33	0.9310	0.9567

Además, se ha obtenido un aminoramiento en las pérdidas de potencia activa del sistema. En las pérdidas de potencia activa del sistema se obtuvo un valor de 89.588 [kW], lo cual representa una reducción del 32.513 [%], con respecto al caso base. Estos resultados indican una optimización efectiva de la configuración topológica del SD, logrando mejorar tanto el perfil de voltaje al reducir las pérdidas de potencia activa.

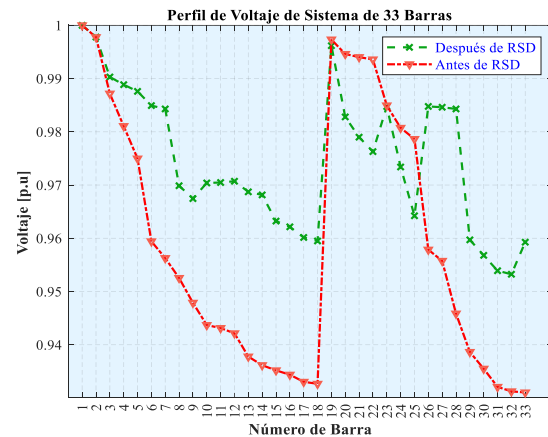


Figura 27. Perfiles de voltaje sistema de 33 barras antes y después de la RSD (Escenario 2).

Con respecto al análisis de convergencia del sistema, se destaca que a partir de la iteración 47 hasta la 55 representa un resultado óptimo para el sistema en el proceso búsqueda de soluciones. En esta iteración específica, se ha obtenido que es factible la apertura de los seccionadores de las líneas 7, 11, 14, 28 y 32.

Con respecto al índice de variación de voltaje para este escenario, presenta un valor máximo de 0.0468 [p.u.] correspondiente a la barra 32, después de la reconfiguración.

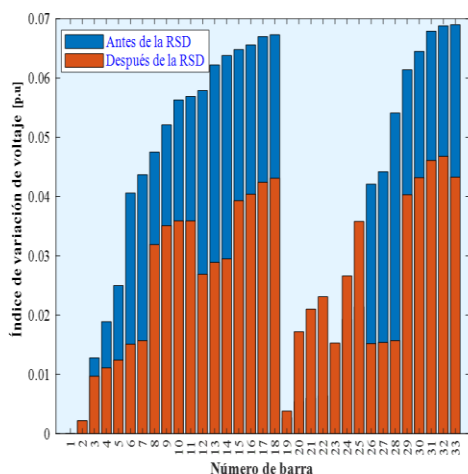


Figura 28. Índice de variación de voltaje de sistema de 33 barras (Escenario 2).

En la Figura 30, se puede observar una reducción significativa con respecto a las pérdidas de potencia en las líneas. En el rango de las líneas 3 – 18, 25 – 28 y 31 – 32 las pérdidas son reducidas en comparación al caso base.

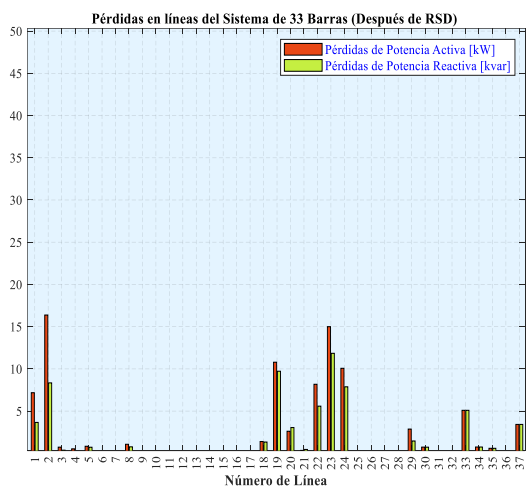


Figura 29. Pérdidas de potencia en líneas después de RSD (Escenario 2 – 33 barras).

Por otro lado, para la comparación del algoritmo MRFO con diferentes algoritmos metaheurísticos bio-inspirados, se evalúan las pérdidas de potencia activa totales, la configuración de los seccionadores para la apertura de las líneas, los voltajes mínimos y el índice de desviación de voltaje. Estos datos se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13. Comparación de métodos metaheurísticos en sistema de 33 barras (Escenario 2)

Técnica	P_{activa} [kW]	Seccionador abierto [x_i^k]	V_{min} [p.u.]	ΔV_D [p.u.]
Inicial	132.74	33 – 34 – 35 – 36 – 37	0.931	0.069
MRFO	89.588	7 – 11 – 14 – 28 – 32	0.953	0.046
PSO	89.996	7 – 9 – 14 – 28 – 36	0.950	0.049
WOA	90.673	9 – 28 – 32 – 33 – 34	0.952	0.047
HHO	90.775	11 – 28 – 32 – 33 – 34	0.951	0.048

Mediante el análisis de técnicas heurísticas para el caso de estudio, se determina que el algoritmo de optimización MRFO garantiza un aumento significativo en el nivel de voltaje mínimo del sistema y una reducción índice de variación de voltaje con un valor de 0.0468 [p.u.], en comparación con otros algoritmos metaheurísticos.

Además, se determina que el algoritmo MRFO presenta una rápida convergencia con respecto los valores de pérdidas de potencia activa, lo cual indica que el algoritmo está encontrando soluciones cada vez más cercanas al óptimo en un período de tiempo reducido de 40.15 [s].

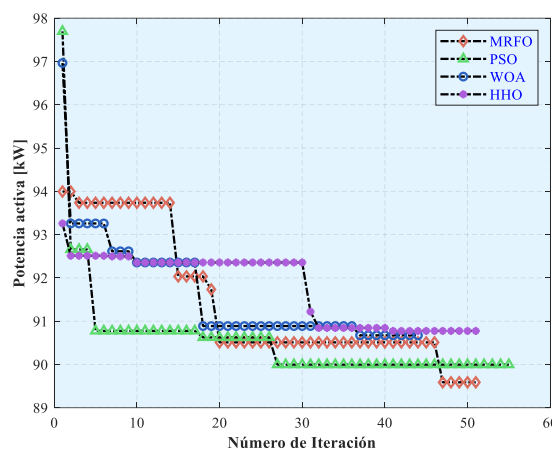


Figura 30. Pérdidas de potencia activa con respecto al número de iteraciones (Escenario 2).

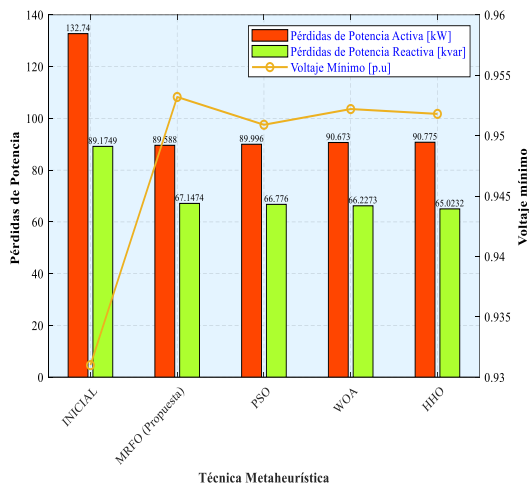


Figura 31. Pérdidas de potencia con respecto a técnicas metaheurísticas (Escenario 2).

4.2 Sistema de 69 barras

4.2.1 Escenario 1: Nivel de demanda al 100%

En este escenario, el sistema de distribución de 69 barras se considera un nivel de demanda al 100%. Por lo tanto, se aplica un factor de carga de 1 a las cargas de nodos del sistema seleccionados aleatoriamente. Además, para el sistema de 69 barras se considera como caso base la apertura de los seccionadores de las líneas 69, 70, 71, 72 y 73.

En los niveles de voltaje iniciales asociados a cada barra para este caso de estudio, se han identificado varias barras cuyos valores se sitúan por debajo del límite establecido de 0.95 [p.u.]. Uno de los puntos más críticos se encuentra en la barra 65, donde se registra el voltaje mínimo de 0.9092 [p.u.].

En relación con las pérdidas de potencia en el sistema de 69 barras caso base al 100%, se obtiene un total de pérdidas de 224.99 [kW]. Estos resultados resaltan la necesidad de realizar acciones correctivas para garantizar cumplir los límites de voltaje establecidos y minimizar las pérdidas de potencia en el sistema.

Para la reconfiguración del caso base, se considera los parámetros iniciales utilizados para el proceso de búsqueda del algoritmo MRFO, que se presentan en la

Tabla 9, con un número máximo de 45 iteraciones y un total de 200 posibles configuraciones por cada iteración.

Estos parámetros se basan en la determinación de la topología óptima del sistema de distribución de 69 barras con el propósito determinar la configuración óptima mediante una búsqueda exhaustiva que evite soluciones locales y permita identificar la configuración óptima que resulte en la reducción de las pérdidas de potencia activa del sistema base.

Es importante destacar que se debe evitar la convergencia prematura a soluciones locales subóptimas, ya que esto podría limitar el potencial de mejora del sistema.

Por lo tanto, como niveles de voltaje posteriores a la reconfiguración del sistema de 69 barras para este escenario, se obtiene una mejora sustancial en el perfil de voltaje en comparación con el caso base, en el cual se tiene un valor mínimo de 0.9641 [p.u.] en la barra 63.

En la Tabla 14, se presenta los valores de voltaje obtenidos en nodos específicos que no cumplían con las restricciones previamente definidas. Además, se detalla la mejora en los niveles de voltaje luego de la reconfiguración del caso base después del sistema de distribución.

Tabla 14. Niveles de voltaje antes y después de la RSD (Escenario 1- 69 barras)

Voltajes del Sistema de 69 Barras (Escenario 1 – 100%)		
Barra	Antes de reconfiguración [p.u.]	Después de reconfiguración [p.u.]
57	0.9401	0.9787
58	0.9290	0.9787
59	0.9248	0.9787
60	0.9197	0.9749
61	0.9123	0.9692
62	0.9120	0.9692
63	0.9117	0.9641
64	0.9098	0.9641
65	0.9092	0.9662

Además, después de la reconfiguración, se ha obtenido reducir las pérdidas de potencia en el sistema. En las pérdidas de

potencia activa del sistema se obtuvo un valor de 72.651 [kW], lo cual representa una reducción del 67.709 [%] con respecto al caso base.

Estos resultados indican una optimización favorable de la configuración topológica del sistema de distribución, logrando mejorar tanto el perfil de voltaje al reducir las pérdidas de potencia activa.

Con respecto al análisis de convergencia del sistema, se destaca que en la iteración 28 presenta la solución óptima global para el sistema en el proceso búsqueda. En esta iteración específica, se ha determinado que es viable la apertura de los seccionadores de las líneas 10, 16, 55, 62 y 71.

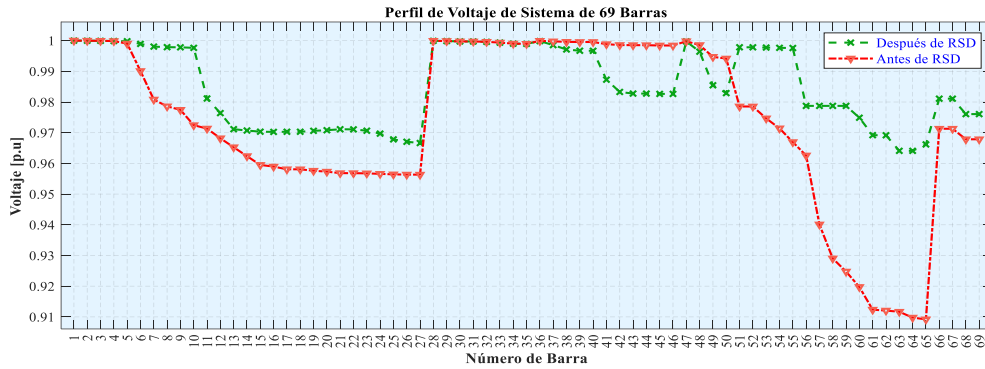


Figura 32. Perfil de voltaje del sistema de 69 barras antes y después de RSD (Escenario 1).

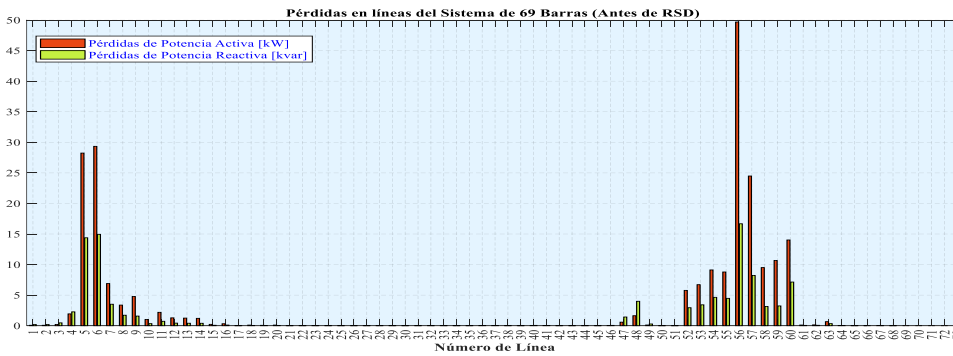


Figura 33. Pérdidas de potencia en líneas antes de RSD (Escenario 1 – 69 barras).

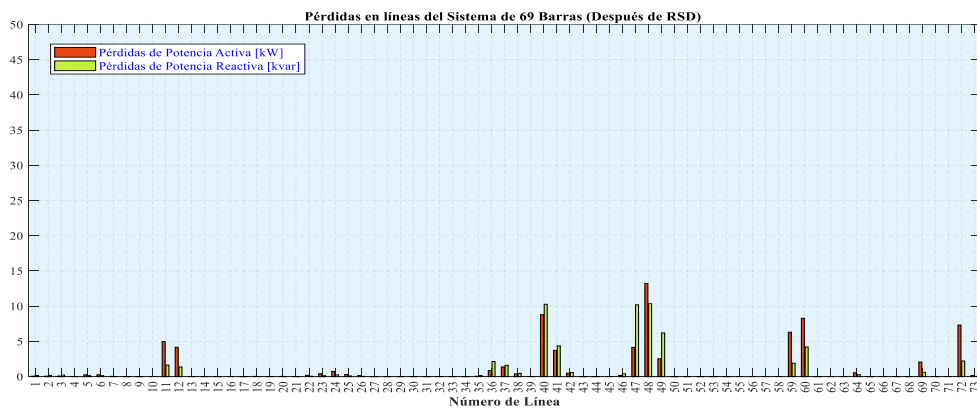


Figura 34. Pérdidas de potencia en líneas después de RSD (Escenario 1 – 69 barras).

En el rango de las líneas 1 – 10, 13 - 35 y 50 – 58, las pérdidas son notablemente reducidas en comparación al caso base. Por otro lado, para la comparación del algoritmo MRFO con diferentes algoritmos metaheurísticos bio-inspirados se evalúa las pérdidas de potencia activa totales, la configuración de los seccionadores para la apertura de las líneas, los voltajes mínimos y el índice de desviación de voltaje. Estos datos se presentan en la Tabla 15.

Tabla 15. Comparación de métodos metaheurísticos en sistema de 69 barras (Escenario 1)

Técnica	P_{activa} [kW]	Seccionador abierto $[x_i^k]$	V_{min} [p. u.]	ΔV_D [p. u.]
Inicial	224.99	69 – 70 – 71 – 72 – 73	0.9092	0.090
MRFO	72.651	10 – 16 – 55 – 62 – 71	0.9641	0.0359
PSO	72.717	10 – 14 – 58 – 63 – 71	0.9641	0.0359
WOA	72.745	10 – 13 – 57 – 62 – 71	0.9641	0.0359
HHO	72.559	10 – 13 – 55 – 64 – 71	0.9629	0.0371

El análisis de técnicas heurísticas para el caso de estudio con un nivel de demanda al 100%, se determina que el algoritmo de optimización MRFO garantiza un aumento significativo en el nivel de voltaje mínimo del sistema y una reducción índice de variación de voltaje con un valor de 0.0468 [p.u.] en comparación con otros algoritmos metaheurísticos.

Además, se determina que el algoritmo MRFO presenta una rápida convergencia con respecto los valores de pérdidas de potencia activa, lo cual indica que el algoritmo está encontrando soluciones cada vez más cercanas al óptimo en un período de tiempo reducido. El tiempo de simulación fue 20.55 [s].

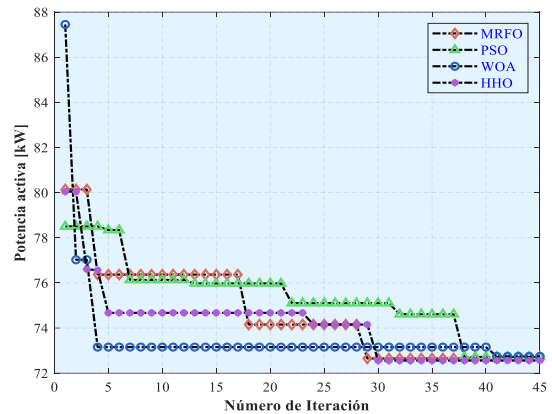


Figura 35. Pérdidas de potencia activa con respecto al número de iteraciones (Escenario 1).

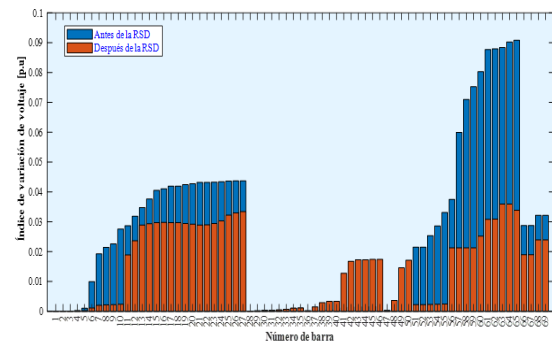


Figura 36. Índice de variación de voltaje de sistema de 69 barras (Escenario 1).

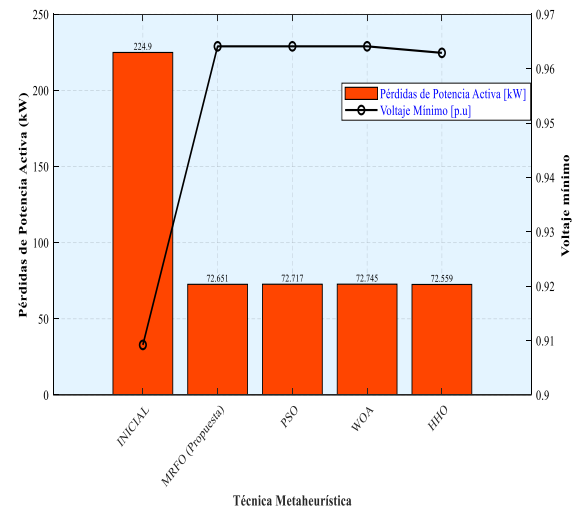


Figura 37. Pérdidas de potencia con respecto a técnicas metaheurísticas (Escenario 1).

4.2.2 Escenario 2: Nivel de demanda al 150%

Para este escenario, el sistema de 69 barras se considera un nivel de demanda al 150%.

Por lo tanto, se aplica un factor de carga de 1.5 a las cargas de nodos del sistema seleccionados aleatoriamente. Se considera como caso base la apertura de los seccionadores de las líneas 69, 70, 71, 72 y 73.

En los niveles de voltaje iniciales asociados a cada barra para este caso de estudio, se han identificado varias barras cuyos valores se sitúan por debajo del límite establecido de 0.95 [p.u.]. Uno de los puntos más críticos se encuentra en la barra 65, donde se registra el voltaje mínimo en el sistema, alcanzando un valor de 0.9031 [p.u.].

En relación con las pérdidas de potencia activa en el sistema de 69 barras en este escenario, se obtiene un total de pérdidas de 251.26 [kW]. Estos resultados resaltan la necesidad de realizar acciones correctivas para garantizar entrar en los límites de voltaje establecidos y minimizar las pérdidas de potencia en el sistema.

Para la reconfiguración del caso base, se considera los parámetros iniciales utilizados para el proceso de búsqueda del algoritmo MRFO, que se exponen en la Tabla 9 con un número máximo de 45 iteraciones y un total de 200 posibles configuraciones por cada iteración.

Como niveles de voltaje posteriores a la reconfiguración del sistema de 69 barras al 150% revelan una mejora sustancial en el perfil de voltaje en comparación con el caso base, en el cual se tiene un valor mínimo de 0.9602 [p.u.] en la barra 64.

En la Tabla 16, se muestran los valores de los niveles de voltaje obtenidos en nodos específicos que no cumplían con las restricciones previamente definidas. Además, se detalla la mejora en los niveles de voltaje luego de la reconfiguración del caso base al 150% del sistema de distribución.

Tabla 16. Niveles de voltaje antes y después de RSD (Escenario 2 – 69 barras)

Voltajes del Sistema de 69 Barras (Escenario 2 – 150%)		
Barra	Antes de reconfiguración [p.u]	Después de reconfiguración [p.u]
57	0.9365	0.9978
58	0.9248	0.9978
59	0.9202	0.9748
60	0.9149	0.9700
61	0.9070	0.9628
62	0.9067	0.9626
63	0.9062	0.9622
64	0.9037	0.9602
65	0.9031	0.9752

Además, después de la reconfiguración del caso base al 150%, se ha obtenido reducir las pérdidas de potencia activa en el sistema.

En las pérdidas de potencia activa del sistema se obtuvo 84.002 [kW], lo cual representa una reducción del 66.5677 [%] con respecto al caso base.

Estos resultados indican una optimización favorable de la configuración topológica del sistema de distribución, logrando mejorar tanto el perfil de voltaje al reducir las pérdidas de potencia activa.

Con respecto al análisis de convergencia del sistema, se destaca que en la iteración 26 se obtiene la solución óptima global para la RSD del sistema con respecto al proceso de búsqueda. En esta iteración específica, se ha determinado que es viable la apertura de los seccionadores de las líneas 9, 14, 58, 64 y 71.

En la Figura 39, se puede observar una reducción significativa con respecto a las pérdidas de potencia activa y reactiva en las líneas. En el rango de las líneas 1 – 10 y 13-35, las pérdidas son notablemente reducidas en comparación al caso base.

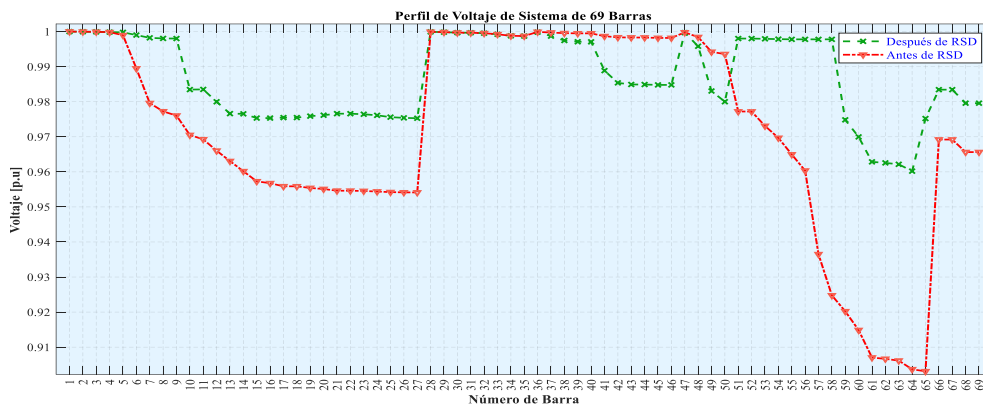


Figura 38. Perfil de voltaje del sistema de 69 barras antes y después de RSD (Escenario 2).

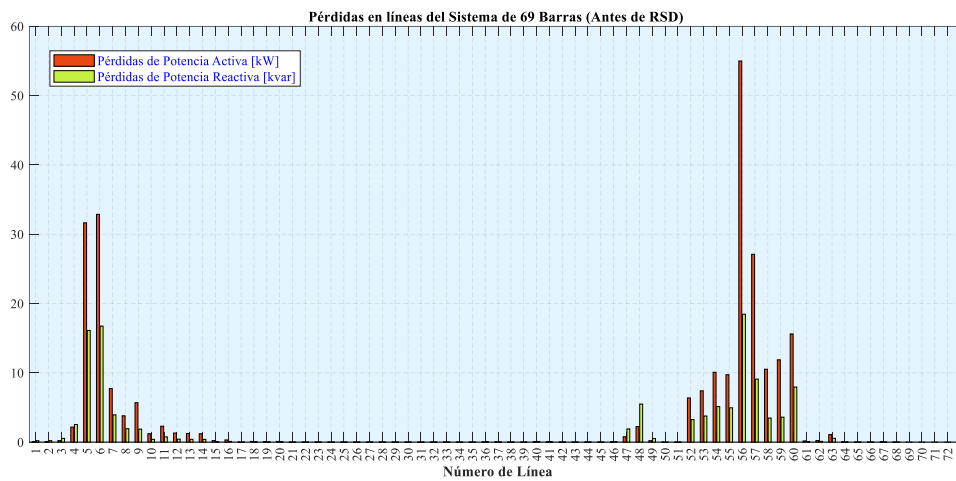


Figura 39. Pérdidas de potencia en líneas antes de RSD (Escenario 2 – 69 barras).

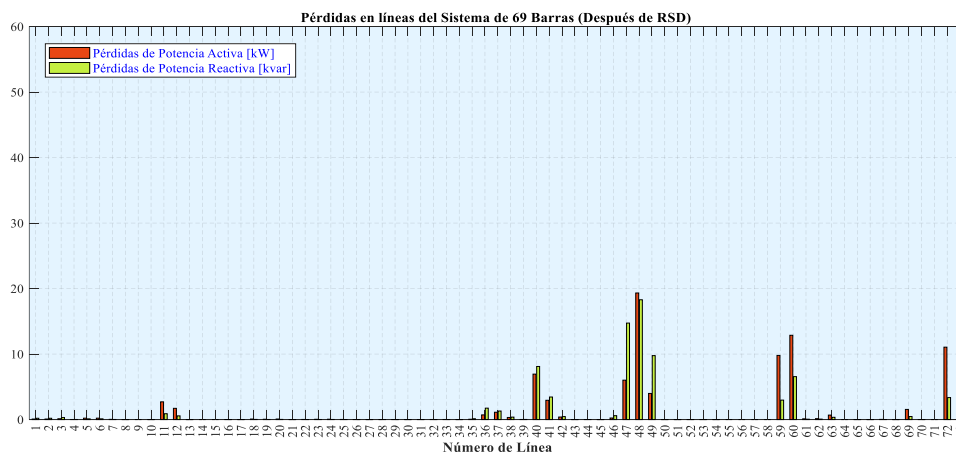


Figura 40. Pérdidas de potencia en líneas después de RSD (Escenario 2 – 69 barras).

Por otro lado, para la comparación del algoritmo MRFO con diferentes algoritmos metaheurísticos bio-inspirados se evalúa las pérdidas de potencia activa totales, la

configuración de los seccionadores para la apertura de las líneas, los voltajes mínimos y el índice de desviación de voltaje. Estos datos se exponen en la Tabla 17.

Tabla 17. Comparación de métodos metaheurísticos en sistema de 69 barras (Escenario 2)

Técnica	P_{activa} [kW]	Seccionador abierto $[x_i^k]$	V_{min} [p. u.]	ΔV_D [p. u.]
Inicial	251.26	69 – 70 – 71 – 72 – 73	0.903	0.0690
MRFO	84.002	9 – 14 – 58 – 64 – 71	0.960	0.0398
PSO	84.707	10 – 14 – 45 – 58 – 64	0.960	0.0398
WOA	85.559	10 – 20 – 57 – 71 – 73	0.958	0.0420
HHO	85.151	10 – 13 – 57 – 71 – 73	0.958	0.0420

La comparación con otras técnicas heurísticas para este escenario se determina que el algoritmo de optimización MRFO garantiza un aumento significativo en el voltaje mínimo del sistema y una reducción índice de variación de voltaje con un valor de 0.0468 [p.u.] en comparación con otros algoritmos metaheurísticos.

Además, se determina que el algoritmo MRFO presenta una convergencia rápida de con respecto los valores de pérdidas de potencia activa, lo cual indica que el algoritmo está encontrando soluciones cada vez más cercanas al óptimo en un período de tiempo reducido. El tiempo de simulación fue de 50.55 [s].

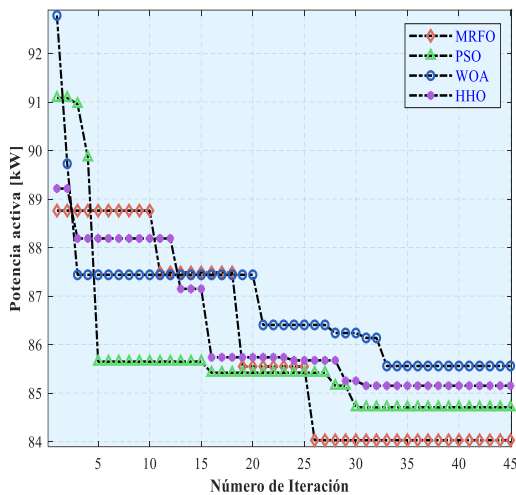


Figura 41. Pérdidas de potencia activa con respecto al número de iteraciones (Escenario 2).

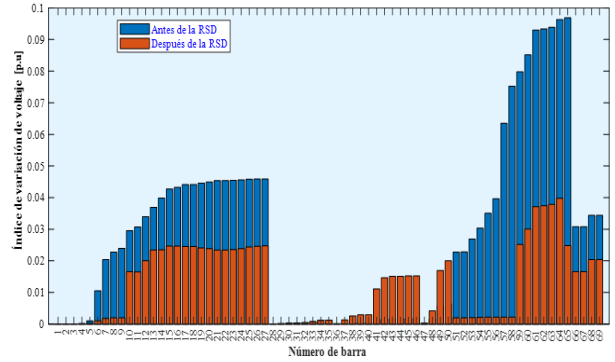


Figura 42. Índice de variación de voltaje de sistema de 69 barras (Escenario 2).

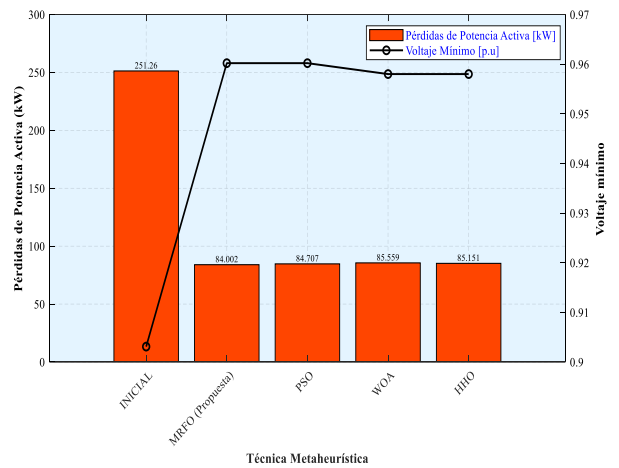


Figura 43. Pérdidas de potencia con respecto a técnicas metaheurísticas (Escenario 2).

5 Conclusiones

En el presente trabajo se ha demostrado que la aplicación del algoritmo de optimización de forrajeo de mantarrayas, junto al análisis topológico inicial aplicando matrices de incidencia y la evaluación mediante la aplicación del flujo de potencia Newton – Raphson desacoplado rápido, es una aproximación prometedora para abordar el problema de la reconfiguración del sistema de distribución eléctrica. Estas técnicas ofrecen soluciones óptimas que contribuyen a la mejora de parámetros de perfil voltaje y minimiza las pérdidas en el sistema de distribución.

Las configuraciones encontradas han logrado reducir de manera significativa las pérdidas y mejorar los niveles de voltaje, en función de la demanda. En el sistema de 33

barras, se obtuvo una media de reducción de pérdidas del 31.7249%, mientras que en el sistema de 69 barras se obtuvo una media de reducción del 67.13835%, evidenciando una disminución considerable de estos parámetros.

Los valores obtenidos en los niveles de voltaje posterior a la reconfiguración destacan un aumento significativo para cada escenario. En el sistema de 33 barras a plena carga, se observa una desviación promedio de voltaje de 0.03260 [p.u.], mientras que, en el sistema de 69 barras, se obtiene un valor de 0.01489 [p.u.]. Estos resultados demuestran una mejora considerable en la reducción de las desviaciones de voltaje y la estabilización del sistema después de la reconfiguración.

El carácter combinatorio en el problema de reconfiguración presenta un aumento significativo en las posibles decisiones a considerar para encontrar una solución. Este aspecto puede generar una complejidad considerable al tratar de alcanzar resultados aceptables.

Sin embargo, la implementación del algoritmo MRFO mediante los procesos de búsqueda exhaustiva, ha permitido encontrar soluciones acotadas de manera eficiente. Esto se evidencia en el reducido número de iteraciones para encontrar las soluciones óptimas en los sistemas de prueba propuestos, lo cual es una clara ventaja en términos de eficacia y eficiencia.

5.1 Trabajos futuros

Mediante los resultados obtenidos en el trabajo permiten formular a futuro investigaciones enfocadas a:

Determinación de ubicación y capacidad de generación distribuida considerando la reconfiguración en redes de distribución.

Reconfiguración de alimentadores en la red de distribución considerando un programa de respuesta a la demanda.

Modelo de reconfiguración estocástica eficiente para sistemas de distribución con cargas inciertas.

Reconfiguración óptima del sistema de distribución eléctrica considerando restricciones de reconfiguración.

6 Referencias

- [1] D. R. Patrick, S. W. Fardo, and B. W. Fardo, "Electrical Power Systems Technology," *Electrical Power Systems Technology*, Apr. 2022, doi: 10.1201/9781003207429
- [2] J. Wen, Y. Tan, L. Jiang, and K. Lei, "Dynamic reconfiguration of distribution networks considering the real-time topology variation," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 7, pp. 1509–1517, Apr. 2018, doi: 10.1049/IET-GTD.2017.1304.
- [3] M. Alanazi, A. Alanazi, A. Almadhor, and Z. A. Memon, "Multiobjective reconfiguration of unbalanced distribution networks using improved transient search optimization algorithm considering power quality and reliability metrics," *Scientific Reports 2022 12:1*, vol. 12, no. 1, pp. 1–19, Aug. 2022, doi: 10.1038/s41598-022-17881-x.
- [4] Y. Gao, P. Wang, and N. Yu, "A distributed algorithm for distribution network reconfiguration," *China International Conference on Electricity Distribution, CIGRE*, pp. 1730–1734, Dec. 2018, doi: 10.1109/CIGRE.2018.8592171.
- [5] C. Qian and A. Wang, "Distribution Network Reconfiguration Based on Improved Differential Evolution Ant Colony Algorithm," *2022 3rd International Conference on Big Data, Artificial Intelligence and Internet of Things Engineering, ICBAIE 2022*, pp. 234–240, 2022, doi: 10.1109/ICBAIE56435.2022.9985818.

- [6] M. A. Salam, “Fundamentals of electrical power systems analysis,” *Fundamentals of Electrical Power Systems Analysis*, pp. 1–545, Jan. 2020, doi: 10.1007/978-981-15-3212-2.
- [7] A. J. Conejo and L. Baringo, “Power System Components: Models,” pp. 55–96, 2018, doi: 10.1007/978-3-319-69407-8_3.
- [8] M. Resener, Steffen. Rebennack, P. M. (Panos M.) Pardalos, and S. Haffner, “Handbook of optimization in electric power distribution systems,” p. 390, 2020.
- [9] R. C. Bansal, M. Mishra, and Y. R. Sood, “Electric Power Systems Resiliency: Modelling, Opportunity and Challenges,” *Electric Power Systems Resiliency: Modelling, Opportunity and Challenges*, pp. 1–267, Jan. 2022, doi: 10.1016/C2020-0-02601-0.
- [10] S. W. Fardo and D. R. Patrick, “Power System Fundamentals,” *Electrical Power Systems Technology*, pp. 15–58, Nov. 2020, doi: 10.1201/9781003151470-3.
- [11] S. W. Fardo and D. R. Patrick, “Electrical Power Systems Technology, Third Edition,” *Electrical Power Systems Technology*, Dec. 2020, doi: 10.1201/9781003151470.
- [12] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, “Regulación No. ARCERNNR - 002/20 (Codificada),” *Resolución Nro. ARCERNNR-003/2023*. pp. 1–36, 2023.
- [13] F. E. Postigo Marcos, “Algorithms for distribution system planning: applications to u.S. Synthetic networks and improving resilience through microgrids,” p. 1, 2022, Accessed: Jun. 07, 2023. [Online]. Available: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/tesis?codigo=315382&info=resumen&idioma=ENG>
- [14] S. W. Fardo and D. R. Patrick, “Fundamentals of Electrical Loads,” *Electrical Power Systems Technology*, pp. 293–305, Nov. 2020, doi: 10.1201/9781003151470-15/
- [15] Paúl Bautista L, “Procedimiento para el control de la calidad del servicio técnico de distribución de energía eléctrica en el Ecuador,” Jul. 2018, Accessed: Jun. 07, 2023. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19519>
- [16] I. S. Fonseca, S. Pablo De La, F. Dotres, and G. T. Guerrero, “Reconfiguración multiobjetivo en sistemas de distribución primaria de energía,” *Ingeniare: Revista Chilena de Ingeniería, ISSN 0718-3291, Vol. 25, N° 2, 2017, págs. 196-204*, vol. 25, no. 2, pp. 196–204, 2017, Accessed: Jun. 07, 2023. [Online]. Available: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6195007&info=resumen&idioma=ENG>
- [17] F. J. Itaz Alcuacer, “Determinación de ruta óptima de alimentadores primarios aéreos de medio voltaje utilizando algoritmos de optimización,” pp. 1–78, Jul. 2019.
- [18] J. J. Boukhenfouf, “Planificación de los sistemas de distribución incluyendo a vehículos eléctricos con métodos heurísticos,” *Universidad de Chile*, pp. 1–76, 2021.
- [19] R. Tapia Juárez, “Reconfiguración y expansión de sistemas de distribución mediante algoritmos genéticos y técnicas multi-objetivo para la reducción de depresiones de voltaje,” *Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo*, pp. 1–158, Jun. 2013.

- [20] P. S. R. Murty, "Distribution System," *Electrical Power Systems*, pp. 203–227, 2017, doi: 10.1016/B978-0-08-101124-9.00010-3.
- [21] N. Abas, S. Dilshad, A. Khalid, M. S. Saleem, and N. Khan, "Power quality improvement using dynamic voltage restorer," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 164325–164339, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3022477.
- [22] A. Prudenzi, A. Fioravanti, F. Pierannunzi, and F. Ciancetta, "Distributed Power Quality monitoring in customer's electrical distribution system," *Proceedings - 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC/I and CPS Europe 2019*, Jun. 2019, doi: 10.1109/IEEEIC.2019.8783784.
- [23] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), "1159-2019 - IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality," 2019.
- [24] B. Srikanth Goud, R. Rekha, M. R. L. Jyostna, S. Sarala, B. Loveswara Rao, and C. R. Reddy, "Energy Management and Power Quality Improvement in HRES Grid-Connected System," *Proceeding - 1st FORTEI-International Conference on Electrical Engineering, FORTEI-ICEE 2020*, pp. 174–178, Sep. 2020, doi: 10.1109/FORTEI-ICEE50915.2020.9249953.
- [25] J. D. Rozo Puentes, "Implementación de técnicas de machine learning para la detección en tiempo real de los fenómenos de la calidad de la potencia," Universidad de los Andes, Bogotá, 2022.
- [26] M. Sahani, P. K. Dash, and D. Samal, "A real-time power quality events recognition using variational mode decomposition and online-sequential extreme learning machine," *Measurement (Lond)*, vol. 157, Jun. 2020, doi: 10.1016/j.measurement.2020.107597.
- [27] C. Yadaiah, S. K. Goswami, and D. Chatterjee, "Effect of network reconfiguration on power quality of distribution system," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 83, pp. 87–95, Dec. 2016, doi: 10.1016/J.IJEPES.2016.03.043.
- [28] M. Ntombela, K. Musasa, and M. C. Leoaneka, "Power Loss Minimization and Voltage Profile Improvement by System Reconfiguration, DG Sizing, and Placement," *Computation 2022, Vol. 10, Page 180*, vol. 10, no. 10, p. 180, Oct. 2022, doi: 10.3390/COMPUTATION10100180.
- [29] A. R. A. Manito *et al.*, "Technical and non-technical losses calculation in distribution grids using a defined equivalent operational impedance," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 8, pp. 1315–1323, Apr. 2019, doi: 10.1049/IET-GTD.2018.5334.
- [30] F. de S. Savian, J. C. M. Siluk, T. B. Garlet, F. M. do Nascimento, J. R. Pinheiro, and Z. Vale, "Non-technical losses: A systematic contemporary article review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 147, p. 111205, Sep. 2021, doi: 10.1016/J.RSER.2021.111205.
- [31] K. Alzate Correa and R. A. Cortes Alonso, "Análisis de pérdidas técnicas en redes primarias de distribución," Universidad

- Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2019.
- [32] A. Landeros, S. Koziel, and M. F. Abdel-Fattah, "Distribution network reconfiguration using feasibility-preserving evolutionary optimization," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 7, no. 3, pp. 589–598, Dec. 2018, doi: 10.1007/S40565-018-0480-7.
- [33] D. Yodphet, A. Onlam, A. Siritaratiwat, and P. Khunkitti, "Electrical distribution system reconfiguration for power loss reduction by the Salp Swarm algorithm," *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, vol. 8, no. 2, pp. 156–163, 2019, doi: 10.12720/sgce.8.2.156-163.
- [34] P. Chaudhary and M. Rizwan, "Voltage regulation mitigation techniques in distribution system with high PV penetration: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 3279–3287, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.10.017.
- [35] F. Yang and Z. Li, "Improve Distribution System Energy Efficiency with Coordinated Reactive Power Control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 2518–2525, Jul. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2477378.
- [36] O. Popoola and M. B. Chipango, "Improved peak load management control technique for nonlinear and dynamic residential energy consumption pattern," *Build Simul*, vol. 14, no. 1, pp. 195–208, Feb. 2021, doi: 10.1007/S12273-020-0601-X/METRICS.
- [37] G. Benetti, D. Caprino, M. L. Della Vedova, and T. Facchinetti, "Electric load management approaches for peak load reduction: A systematic literature review and state of the art," *Sustain Cities Soc*, vol. 20, pp. 124–141, Jan. 2016, doi: 10.1016/J.SCS.2015.05.002.
- [38] J. A. Morales Vallejo, "Coodinación de Protecciones en Sistemas de Distribución con Generación Distribuida," Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, México, 2018.
- [39] J. Iria, M. Heleno, and G. Candoso, "Optimal sizing and placement of energy storage systems and on-load tap changer transformers in distribution networks," *Appl Energy*, vol. 250, pp. 1147–1157, Sep. 2019, doi: 10.1016/J.APENERGY.2019.04.120.
- [40] C. R. Sarimuthu, V. K. Ramachandaramurthy, K. R. Agileswari, and H. Mokhlis, "A review on voltage control methods using on-load tap changer transformers for networks with renewable energy sources," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 1154–1161, Sep. 2016, doi: 10.1016/J.RSER.2016.05.016.
- [41] E. M. Carreno, R. Romero, and A. Padilha-Feltrin, "An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 4, pp. 1542–1551, 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.2002178.
- [42] T. T. Nguyen, N. T. Nguyen, and T. D. Nguyen, "Optimal electric distribution network configuration using adaptive sunflower optimization," *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*, vol. 10, no. 4, pp. 1777–1784, 2021, doi: 10.11591/EEI.V10I4.2588.
- [43] E. Baran and F. F. Wu, "Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and

- Load Balancing,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, 1989.
- [44] M. Mahdavi, H. Haes Alhelou, N. D. Hatziargyriou, F. Jurado, and H. H. Alhelou, “Reconfiguration of Electric Power Distribution Systems: Comprehensive Review and Classification,” 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3107475.
- [45] K. B. Freitas and M. Arantes, “MIQP model and improvement heuristic for power loss minimization in distribution system with network reconfiguration,” *J. Heuristics*, vol. 26, pp. 59–81, 2020.
- [46] P. Moghari, R. M. Chabanloo, y H. Torkaman, “Distribution system reconfiguration based on MILP considering voltage stability”, *Electric Power Syst. Res.*, vol. 222, núm. 109523, p. 109523, 2023.
- [47] E. Mahdavi, S. Asadpour, L. H. Macedo, y R. Romero, “Reconfiguration of distribution networks with simultaneous allocation of distributed generation using the whale optimization algorithm”, *Energies*, vol. 16, núm. 12, p. 4560, 2023.
- [48] S. Ladwal, A. Kumar, y A. Sethi, “A novel method to power losses reduction in radial distribution system: A multiobjective generalized particle swarm optimization (MOGEP SO)”, en *Lecture Notes in Electrical Engineering*, Singapore: Springer Nature Singapore, 2023, pp. 479–495.
- [49] A. Tang, H. Zhou, T. Han, and L. Xie, “A Modified Manta Ray Foraging Optimization for Global Optimization Problems,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 128702–128721, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3113323.
- [50] A. M. Helmi, R. Carli, M. Dotoli, and H. S. Ramadan, “Harris hawks optimization for the efficient reconfiguration of distribution networks,” *2021 29th Mediterranean Conference on Control and Automation, MED 2021*, pp. 214–219, Jun. 2021, doi: 10.1109/MED51440.2021.9480179.
- [51] A. Mohammed, I. H. Hassan, M. D. Abdullahi, I. Aliyu, and J. Kim, “Manta Ray Foraging Optimization Algorithm: Modifications and Applications,” *IEEE Access*, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3276264.
- [52] H.-J. Wang, T.-K. Dao, V.-D. Vu, T.-G. Ngo, T.-X.-H. Nguyen, and T. T. Nguyen, “A Manta Ray Foraging Algorithm Solution for Practical Reactive Power Optimization Problem,” pp. 259–270, 2021, doi: 10.1007/978-981-16-2712-5_22.
- [53] B. Stott and O. Alsac, “Fast decoupled load flow,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 859–869, 1974, doi: 10.1109/TPAS.1974.293985.

6.1 Matriz del Estado de Arte

Tabla 18: Matriz de estado del arte.

RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DEL PERFIL DE VOLTAJE BASADO EN EL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN DE FORRAJEO PARA MANTARRAYAS																													
ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA							SOLUCIÓN PROPUESTA							
	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Sistema de distribución	Calidad de energía	Pérdidas en el sistema de distribución	Perfil de voltaje	Reconfiguración del sistema de distribución	Minimización de pérdidas de potencia activa	Mejora de los niveles de voltaje en nodos del sistema	Minimización del índice de variación de voltaje	Estabilidad de Voltaje	Niveles de voltaje	Corriente	Radialidad del sistema de distribución	Métodos de Optimización metaheurísticos	Implementación de sistemas de compensación de reactiva	Gestión de carga (Implementación de técnicas de control de carga)s	Uso de cambiador de TAPS en transformadores	Coordinación de protecciones	Incorporación de dispositivos de regulación de voltaje en la red	Métodos de Optimización matemática	Métodos de Optimización heurísticos	Análisis de topología de sistema distribución	Reconfiguración de topología en sistemas de distribución	Algoritmo de optimización de forrajeo para mantarrayas	Flujo de potencia por Newton - Raphson desacoplado rápido	Matrices de incidencia	
1	2022	Electrical Power Systems Technology	44	☒	☒		☒				☒																		
2	2018	Dynamic reconfiguration of distribution networks considering the real-time topology variation	31	☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒										☒				
3	2022	Multiobjective reconfiguration of unbalanced distribution networks using improved transient search optimization algorithm considering power quality and reliability metrics	1	☒	☒	☒	☒	☒		☒		☒	☒	☒	☒									☒	☒				
4	2018	A distributed algorithm for distribution network reconfiguration	5	☒	☒				☒		☒	☒	☒		☒								☒	☒					
5	2022	Distribution Network Reconfiguration Based on Improved Differential Evolution Ant Colony Algorithm	1	☒	☒	☒	☒	☒		☒		☒	☒	☒	☒									☒	☒				
6	2020	Fundamentals of electrical power systems analysis	16	☒	☒		☒																						
7	2018	Power System Components: Models	1	☒	☒						☒																		
8	2020	Handbook of optimization in electric power distribution systems	13	☒	☒	☒																							
9	2022	Electric Power Systems Resiliency: Modelling, Opportunity and Challenges	1	☒	☒	☒					☒																		
10	2020	Power System Fundamentals	16	☒	☒	☒			☒	☒																			
11	2020	Electrical Power Systems Technology, Third Edition	43	☒	☒	☒	☒		☒	☒																			
12	2023	Regulación No. ARCERNNR - 002/20 (Codificada)	150	☒	☒						☒																		
13	2022	Algorithms for distribution system planning: applications to U.S. Synthetic networks and improving resilience through microgrids	2	☒	☒		☒				☒																		
14	2020	Fundamentals of Electrical Loads	16	☒	☒	☒	☒		☒	☒																			
15	2018	Procedimiento para el control de la calidad del servicio técnico de distribución de energía eléctrica en el Ecuador	15	☒	☒						☒																		
16	2018	Reconfiguración multiobjetivo en sistemas de distribución primaria de energía	9	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒

RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DEL PERFIL DE VOLTAJE BASADO EN EL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN DE FORRAJEO PARA MANTARRAYAS

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA								SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Sistema de distribución	Calidad de energía	Pérdidas en el sistema de distribución	Perfil de voltaje	Reconfiguración del sistema de distribución	Minimización de pérdidas de potencia activa	Mejora de los niveles de voltaje en nodos del sistema	Minimización del índice de variación de voltaje	Estabilidad de Voltaje	Niveles de voltaje	Corriente	Radialidad del sistema de distribución	Métodos de Optimización metaheurísticos	Implementación de sistemas de compensación de reactiva	Gestión de carga (Implementación de técnicas de control de carga)s	Uso de cambiador de TAPS en transformadores	Coordinación de protecciones	Incorporación de dispositivos de regulación de voltaje en la red	Métodos de Optimización matemática	Métodos de Optimización heurísticos	Análisis de topología de sistema distribución	Reconfiguración de topológica en sistemas de distribución	Algoritmo de optimización de forrajeo para mantarrayas	Flujo de potencia por Newton - Raphson desacoplado rápido	Matrices de incidencia
17	2019	Determinación de ruta óptima de alimentadores primarios aéreos de medio voltaje utilizando algoritmos de optimización	3	☒		☒		☒		☒	☒		☒	☒	☒									☒	☒			☒
18	2021	Planificación de los sistemas de distribución incluyendo a vehículos eléctricos con métodos heurísticos	2	☒		☒			☒	☒	☒		☒										☒					☒
19	2016	Reconfiguración y expansión de sistemas de distribución mediante algoritmos genéticos y técnicas multi-objetivo para la reducción de depresiones de voltaje	7	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒								☒	☒				☒
20	2017	Distribution System	2908	☒	☒						☒																	
21	2020	Power quality improvement using dynamic voltage restorer	73	☒	☒				☒	☒	☒										☒	☒						
22	2019	Distributed Power Quality monitoring in customer's electrical distribution system	8	☒	☒						☒																	
23	2019	1159-2019 - IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality	22	☒	☒						☒																	
24	2020	Energy Management and Power Quality Improvement in HRES Grid-Connected System	10	☒	☒				☒	☒	☒						☒											
25	2022	Implementación de técnicas de machine learning para la detección en tiempo real de los fenómenos de la calidad de la potencia	2	☒	☒										☒												☒	
26	2020	A real-time power quality events recognition using variational mode decomposition and online-sequential extreme learning machine	43	☒		☒																						☒
27	2016	Effect of network reconfiguration on power quality of distribution system	95	☒			☒						☒													☒		
28	2022	Power Loss Minimization and Voltage Profile Improvement by System Reconfiguration, DG Sizing, and Placement	8	☒			☒		☒	☒														☒				
29	2019	Technical and non-technical losses calculation in distribution grids using a defined equivalent operational impedance	14	☒			☒											☒						☒				
30	2021	Non-technical losses: A systematic contemporary article review	39	☒													☒											☒
31	2019	Análisis de pérdidas técnicas en redes primarias de distribución	2	☒			☒																					☒
32	2018	Distribution network reconfiguration using feasibility-preserving evolutionary optimization	34	☒	☒			☒	☒			☒												☒	☒			

RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DEL PERFIL DE VOLTAJE BASADO EN EL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN DE FORRAJEO PARA MANTARRAYAS

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA								SOLUCIÓN PROPUESTA						
	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Sistema de distribución	Calidad de energía	Pérdidas en el sistema de distribución	Perfil de voltaje	Reconfiguración del sistema de distribución	Minimización de pérdidas de potencia activa	Mejora de los niveles de voltaje en nodos del sistema	Minimización del índice de variación de voltaje	Estabilidad de Voltaje	Niveles de voltaje	Corriente	Radialidad del sistema de distribución	Métodos de Optimización metaheurísticos	Implementación de sistemas de compensación de reactiva	Gestión de carga (Implementación de técnicas de control de carga)s	Uso de cambiador de TAPS en transformadores	Coordinación de protecciones	Incorporación de dispositivos de regulación de voltaje en la red	Métodos de Optimización matemática	Métodos de Optimización heurísticos	Análisis de topología de sistema distribución	Reconfiguración de topológica en sistemas de distribución	Algoritmo de optimización de forrajeo para mantarrayas	Flujo de potencia por Newton - Raphson desacoplado rápido	Matrices de incidencia	
33	2019	Electrical distribution system reconfiguration for power loss reduction by the Salp Swarm algorithm	13	☒			☒	☒							☒										☒	☒			
34	2018	Voltage regulation mitigation techniques in distribution system with high PV penetration: A review	164	☒			☒	☒																			☒		
35	2016	Improve Distribution System Energy Efficiency with Coordinated Reactive Power Control	40	☒		☒	☒									☒							☒					☒	
36	2021	Improved peak load management control technique for nonlinear and dynamic residential energy consumption pattern	4	☒			☒							☒								☒							
37	2016	Electric load management approaches for peak load reduction: A systematic literature review and state of the art	84	☒			☒											☒											
38	2018	Coodinación de Protecciones en Sistemas de Distribución con Generación Distribuida	6	☒	☒		☒	☒					☒							☒									
39	2019	Optimal sizing and placement of energy storage systems and on-load tap changer transformers in distribution networks	45	☒			☒	☒						☒					☒										
40	2016	A review on voltage control methods using on-load tap changer transformers for networks with renewable energy sources	74	☒			☒	☒	☒																	☒	☒		
41	2008	An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem	332	☒			☒	☒	☒						☒						☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒	
42	2021	Optimal electric distribution network configuration using adaptive sunflower optimization	1	☒			☒	☒	☒			☒							☒						☒				
43	1989	Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing	5980	☒				☒	☒																☒				
44	2021	Reconfiguration of Electric Power Distribution Systems: Comprehensive Review and Classification	29	☒				☒	☒	☒											☒				☒				
45	2020	MIQP model and improvement heuristic for power loss minimization in distribution system with network reconfiguration	160	☒				☒	☒				☒	☒	☒						☒				☒				
46	2023	Distribution system reconfiguration based on MILP considering voltage stability	1	☒				☒	☒						☒										☒				
47	2023	Reconfiguration of Distribution Networks with Simultaneous Allocation of Distributed Generation Using the Whale Optimization Algorithm	6	☒				☒	☒						☒										☒				

RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DEL PERFIL DE VOLTAJE BASADO EN EL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN DE FORRAJEO PARA MANTARRAYAS

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA								SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Sistema de distribución	Calidad de energía	Pérdidas en el sistema de distribución	Perfil de voltaje	Reconfiguración del sistema de distribución	Minimización de pérdidas de potencia activa	Mejora de los niveles de voltaje en nodos del sistema	Minimización del índice de variación de voltaje	Estabilidad de Voltaje	Niveles de voltaje	Corriente	Radialidad d el sistema de distribución	Métodos de Optimización metaheurísticos	Implementación de sistemas de compensación de reactiva	Gestión de carga (Implementación de técnicas de control de carga)s	Uso de cambiador de TAPS en transformadores	Coordinación de protecciones	Incorporación de dispositivos de regulación de voltaje en la red	Métodos de Optimización matemática	Métodos de Optimización heurísticos	Análisis de topología de sistema distribución	Reconfiguración de topológica en sistemas de distribución	Algoritmo de optimización de forrajeo para mantarrayas	Flujo de potencia por Newton - Raphson desacoplado rápido	Matrices de incidencia
48	2023	A novel method to power losses reduction in radial distribution system: A multiobjective generalized particle swarm optimization (MOGEPSO)	2	☒				☒	☒																☒			
49	2021	A Modified Manta Ray Foraging Optimization for Global Optimization Problems	21												☒											☒		
50	2021	Harris hawks optimization for the efficient reconfiguration of distribution networks	1				☒		☒	☒	☒				☒									☒			☒	
51	2023	Manta Ray Foraging Optimization Algorithm: Modifications and Applications	3												☒											☒		
52	2021	A Manta Ray Foraging Algorithm Solution for Practical Reactive Power Optimization Problem	3												☒											☒		
53	1974	Fast decoupled load flow	2088	☒																						☒		
CANTIDAD:			49	25	14	19	18	26	17	6	22	11	9	11	14	3	3	2	1	4	5	4	10	18	6	3	11	

6.2 Resumen de Indicadores

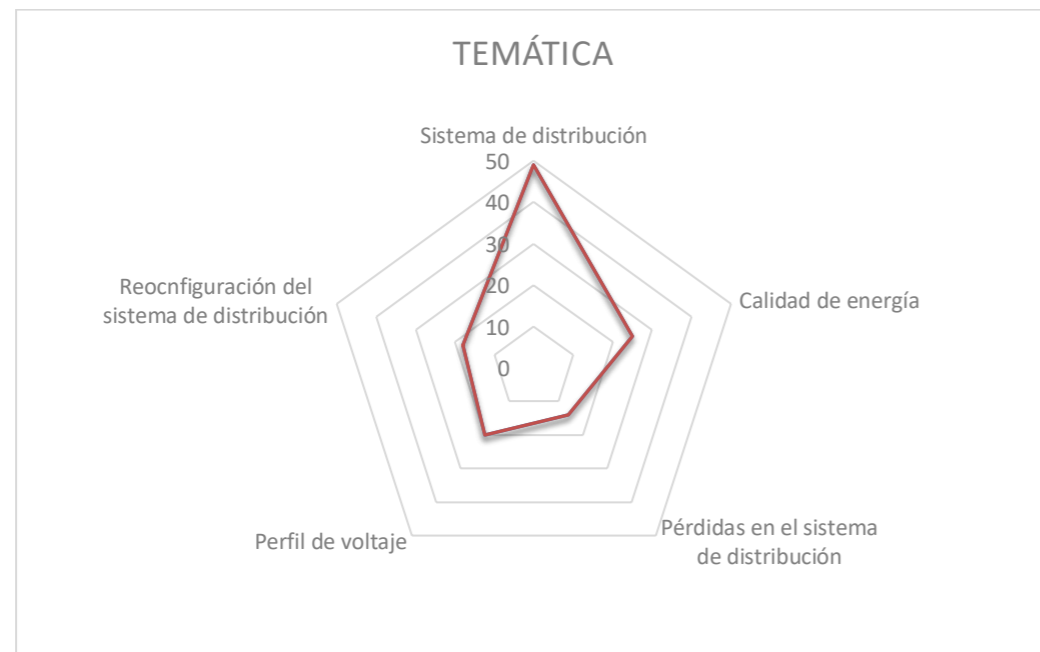


Figura 44. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

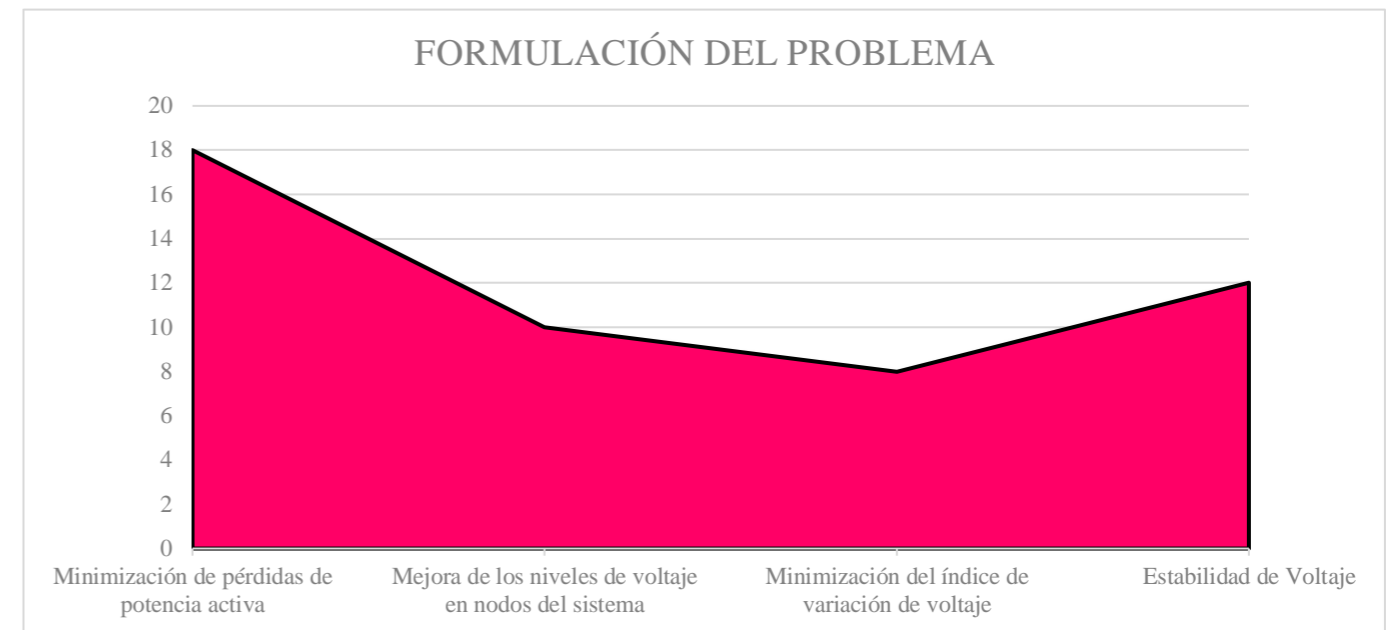


Figura 45. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

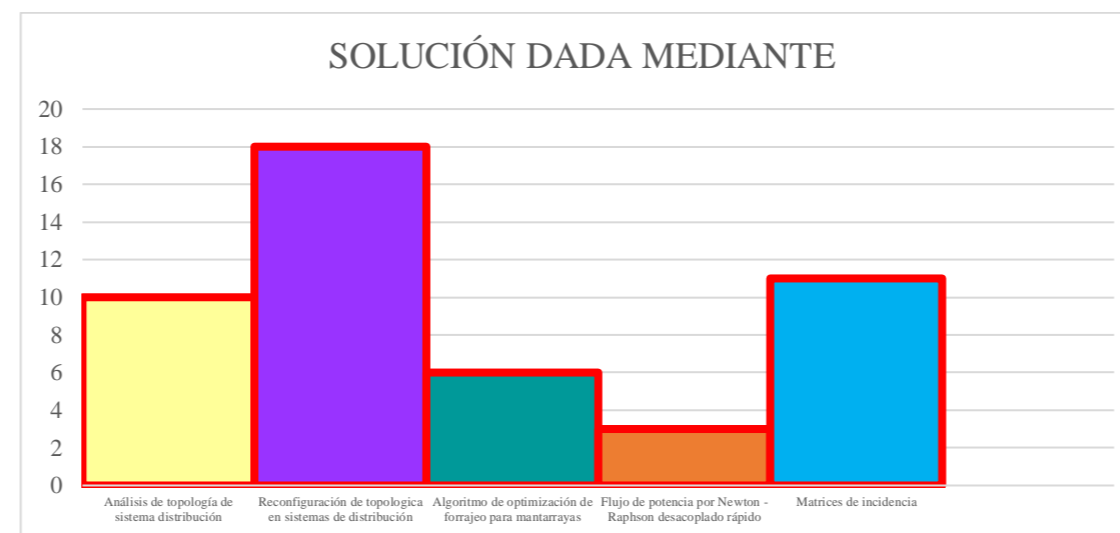


Figura 46. Indicador de solución - Estado del Arte.

7 Anexos

Tabla 19. Datos de líneas del sistema de 33 barras.

Barra			Impedancia de la línea	
Ni	Ni	Nf	R (Ω)	X (Ω)
1	1	2	0.0922	0.0470
2	2	3	0.4930	0.2511
3	3	4	0.3660	0.1864
4	4	5	0.3811	0.1941
5	5	6	0.8190	0.7070
6	6	7	0.1872	0.6188
7	7	8	0.7114	0.2351
8	8	9	1.0300	0.7400
9	9	10	1.0440	0.7400
10	10	11	0.1966	0.0650
11	11	12	0.3744	0.1238
12	12	13	1.4680	1.1550
13	13	14	0.5416	0.7129
14	14	15	0.5910	0.5260
15	15	16	0.7463	0.5450
16	16	17	1.2890	1.7210
17	17	18	0.7320	0.5740
18	2	19	0.1640	0.1565
19	19	20	1.5042	1.3554
20	20	21	0.4095	0.4784
21	21	22	0.7089	0.9373
22	3	23	0.4512	0.3083
23	23	24	0.8980	0.7091
24	24	25	0.8960	0.7011
25	6	26	0.2030	0.1034
26	26	27	0.2842	0.1447
27	27	28	1.0590	0.9337
28	28	29	0.8042	0.7006
29	29	30	0.5075	0.2585
30	30	31	0.9744	0.9630
31	31	32	0.3105	0.3619
32	32	33	0.3410	0.5302

Tabla 20. Datos de cargas en sistema de 33 barras.

Barra		Demanda	
N	Tipo	Pd (kW)	Qd (kVar)
1	3	0	0
2	1	100	60
3	1	90	40
4	1	120	80
5	1	60	30
6	1	60	20
7	1	200	100
8	1	200	100
9	1	60	20
10	1	60	20
11	1	45	30
12	1	60	35
13	1	60	35
14	1	120	80
15	1	60	10
16	1	60	20

Barra		Demanda	
17	1	60	20
18	1	90	40
19	1	90	40
20	1	90	40
21	1	90	40
22	1	90	40
23	1	90	50
24	1	420	200
25	1	420	200
26	1	60	25
27	1	60	25
28	1	60	20
29	1	120	70
30	1	200	600
31	1	150	70
32	1	210	100
33	1	60	40

Nota: El tipo de barra se representa como: Slack (3), PV (2), PQ (1).

Tabla 21. Datos de líneas del sistema de 69 barras.

Barra			Impedancia de la línea	
Ni	Ni	Nf	R (Ω)	X (Ω)
1	1	2	0.0005	0.0012
2	2	3	0.0005	0.0012
3	3	4	0.0015	0.0036
4	4	5	0.0251	0.0294
5	5	6	0.3660	0.1864
6	6	7	0.3810	0.1941
7	7	8	0.0922	0.0470
8	8	9	0.0493	0.0251
9	9	10	0.8190	0.2707
10	10	11	0.1872	0.0619
11	11	12	0.7114	0.2351
12	12	13	1.0300	0.3400
13	13	14	1.0440	0.3400
14	14	15	1.0580	0.3496
15	15	16	0.1966	0.0650
16	16	17	0.3744	0.1238
17	17	18	0.0047	0.0016
18	18	19	0.3276	0.1083
19	19	20	0.2106	0.0690
20	20	21	0.3416	0.1129
21	21	22	0.0140	0.0046
22	22	23	0.1591	0.0526
23	23	24	0.3463	0.1145
24	24	25	0.7488	0.2475
25	25	26	0.3089	0.1021
26	26	27	0.1732	0.0572
27	3	28	0.0044	0.0108
28	28	29	0.0640	0.1565
29	29	30	0.3978	0.1315
30	30	31	0.0702	0.0232
31	31	32	0.3510	0.1160
32	32	33	0.8390	0.2816
33	33	34	1.7080	0.5646
34	34	35	1.4740	0.4873
35	3	36	0.0044	0.0108
36	36	37	0.0640	0.1565

Barra		Impedancia de la línea	
37	37 38	0.1053	0.1230
38	38 39	0.0304	0.0355
39	39 40	0.0018	0.0021
40	40 41	0.7283	0.8509
41	41 42	0.3100	0.3623
42	42 43	0.0410	0.0478
43	43 44	0.0092	0.0116
44	44 45	0.1089	0.1373
45	45 46	0.0009	0.0012
46	4 47	0.0034	0.0084
47	47 48	0.0851	0.2083
48	48 49	0.2898	0.7091
49	49 50	0.0822	0.2011
50	8 51	0.0928	0.0473
51	51 52	0.3319	0.1140
52	9 53	0.1740	0.0886
53	53 54	0.2030	0.1034
54	54 55	0.2842	0.1447
55	55 56	0.2813	0.1433
56	56 57	1.5900	0.5337
57	57 58	0.7837	0.2630
58	58 59	0.3042	0.1006
59	59 60	0.3861	0.1172
60	60 61	0.5075	0.2585
61	61 62	0.0974	0.0496
62	62 63	0.1450	0.0738
63	63 64	0.7105	0.3619
64	64 65	1.0410	0.5302
65	11 66	0.2012	0.0611
66	66 67	0.0047	0.0014
67	12 68	0.7394	0.2444
68	68 69	0.0047	0.0016

Tabla 22. Datos de cargas en sistema de 69 barras.

Barra		Demanda	
N	Tipo	Pd (kW)	Qd (kvar)
1	3	0.000	0.000
2	1	0.000	0.000
3	1	0.000	0.000
4	1	0.000	0.000
5	1	0.000	0.000
6	1	2.600	2.200
7	1	40.400	30.000
8	1	75.000	54.000
9	1	30.000	22.000
10	1	28.000	19.000
11	1	145.000	104.000
12	1	145.000	104.000
13	1	8.000	5.500
14	1	8.000	5.500
15	1	0.000	0.000
16	1	45.500	30.000
17	1	60.000	35.000
18	1	60.000	35.000
19	1	0.000	0.000
20	1	1.000	0.600
21	1	114.000	81.000
22	1	5.300	3.500
23	1	0.000	0.000

Barra		Demanda	
24	1	28.000	20.000
25	1	0.000	0.000
26	1	14.000	10.000
27	1	14.000	10.000
28	1	26.000	18.600
29	1	26.000	18.600
30	1	0.000	0.000
31	1	0.000	0.000
32	1	0.000	0.000
33	1	14.000	10.000
34	1	19.500	14.000
35	1	6.000	4.000
36	1	26.000	18.600
37	1	26.000	18.600
38	1	0.000	0.000
39	1	24.000	17.000
40	1	24.000	17.000
41	1	1.200	1.000
42	1	0.000	0.000
43	1	6.000	4.300
44	1	0.000	0.000
45	1	39.200	26.300
46	1	39.200	26.300
47	1	0.000	0.000
48	1	79.000	56.400
49	1	384.700	274.500
50	1	384.700	274.500
51	1	40.500	28.300
52	1	3.600	2.700
53	1	4.300	3.500
54	1	26.400	19.000
55	1	24.000	17.200
56	1	0.000	0.000
57	1	0.000	0.000
58	1	0.000	0.000
59	1	100.000	72.000
60	1	0.000	0.000
61	1	1244.000	888.000
62	1	32.000	23.000
63	1	0.000	0.000
64	1	227.000	162.000
65	1	59.000	42.000
66	1	18.000	13.000
67	1	18.000	13.000
68	1	28.000	20.000
69	1	28.000	20.000

Nota: El tipo de barra se representa como: Slack (3), PV (2), PQ (1).