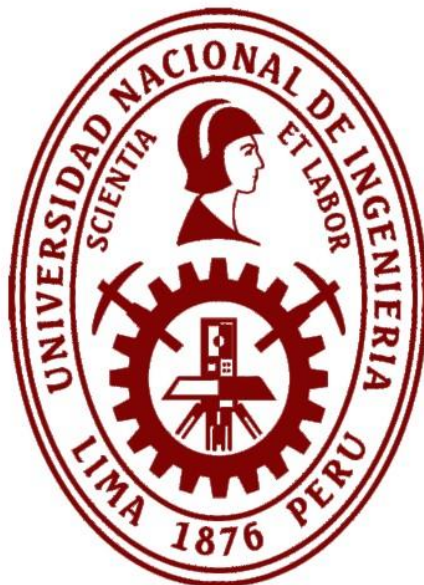


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
Unidad de Posgrado



Tesis

**Ubicación óptima de bancos de condensadores mediante
programación lineal entera mixta para mejorar la confiabilidad de
un sistema eléctrico radial de distribución**

Para obtener el Grado Académico de Maestro en Ingeniería con
mención en Gerencia e Ingeniería de Mantenimiento

Elaborado por:

Marco Aurelio Troncos Riofrio

Asesor:

Dr. Dheybi Grover Cervan Prado

Lima – Perú
2025

DEDICATORIA

Con gratitud a Dios y a mis padres, Aurelio y Carmen, así como a mi querida hermana, Aissa, mi sobrino Eithan Zaid, y a mi cuñado Julio. A mi amada novia, Daniela, cuyo amor y compañía han dado un sentido especial a cada momento de este camino. A todos ellos, por ser mi fuente constante de apoyo, motivación y fortaleza. Su amor, ternura y fuerza han sido mi refugio en los momentos difíciles y mi impulso para seguir adelante. Gracias por iluminar cada paso de mi vida con su presencia.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco profundamente al Dr. Ing. Dheybi Grover Cervan Prado por su invaluable guía y apoyo durante mi trayecto académico, brindándome los conocimientos necesarios y la motivación constante para alcanzar mis metas. Su asesoría técnica ha sido fundamental para el desarrollo de este proyecto de tesis, inspirándome a nunca rendirme y a superar los desafíos con determinación.

También extendo mi gratitud al Msc. Ing. Giancarlo Valverde Padilla y al Msc. Ing. Eliseo Paez Apolinario, cuya dedicación en la revisión y crítica de esta tesis ha sido fundamental para el enriquecimiento y mejora del trabajo presentado.

Asimismo, extendo mi más sincero agradecimiento al programa de maestría de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) en colaboración con CARELEC. Esta oportunidad de beca ha sido un reconocimiento a mi esfuerzo y dedicación en el campo de la Ingeniería Mecánica Eléctrica, y me ha permitido contribuir al desarrollo de mi país, Perú.

ÍNDICE DE CONTENIDO

Dedicatoria	ii
Agradecimientos	iii
Índice de Contenido	iv
Lista de tablas.....	vii
Lista de figuras	ix
Resumen	xi
Abstract	xii
Introducción	xiii
CAPÍTULO I. Protocolo de la investigación.....	1
1.1. Antecedentes de la investigación	1
1.2. Identificación y Descripción del Problema de Estudio	11
1.3. Formulación del Problema	15
1.3.1. Problema principal	15
1.3.2. Problemas secundarios.....	15
1.4. Justificación e importancia.....	16
1.5. Objetivos	17
1.5.1. Objetivo general.....	17
1.5.2. Objetivos específicos	17
1.6. Hipótesis	18
1.6.1. Hipótesis general	18
1.6.2. Hipótesis específicas	18
1.7. Variables y Operacionalización de Variables	19
1.7.1. Variables.....	19
1.8. Diseño Metodológico	20
1.8.1. Unidad de análisis.....	20
1.8.2. Fuentes de información.....	20
1.8.3. Tipo y nivel de investigación	20

1.8.4. Diseño de la investigación.....	20
1.8.5. Población y muestra.....	21
1.8.6. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	21
1.8.7. Análisis y procesamiento de datos	21
CAPÍTULO II. Marcos teórico, conceptual y normativo	22
2.1. Bases teóricas.....	22
2.1.1. Sistemas Eléctricos de Distribución Primaria	22
2.1.2. Fundamentos del análisis de sistemas eléctricos en magnitudes p.u	26
2.1.3. Investigación Operativa y Optimización en Sistemas Eléctricos	29
2.2. Marco conceptual: Definición de términos o conceptos	37
2.2.1. Variables de Optimización.....	37
2.2.2. Conceptos básicos de Potencia	38
2.2.3. Potencia Activa	38
2.2.4. Potencia Reactiva	38
2.2.5. Condensador	39
2.2.6. Confiabilidad	39
2.2.7. Confiabilidad	40
2.2.8. Interrupciones	40
2.3. Marco Normativo	41
2.3.1. Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).....	41
2.3.2. SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	45
2.3.3. SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	45
CAPÍTULO III.Desarrollo del trabajo de investigación.....	47
3.1. Casos de estudio.....	47
3.2. Nomenclatura de parámetros y variables	49
3.3. Esquema metodológico de la investigación	50
3.4. Modelo para ubicación óptima de bancos de condensadores.....	52
3.4.1. Modelo PLEM aplicado a un sistema eléctrico IEEE 33 barras	52

3.4.2. Cálculo de flujos de potencia y pérdidas en el sistema eléctrico	60
3.4.3. Modelo PLEM aplicado a un sistema eléctrico real 178 barras	62
3.4.4. Cálculo de la confiabilidad para sistemas eléctricos.....	65
3.4.5. Simplificación del cálculo de compensaciones por fallas eléctricas.....	67
3.5. Resultados obtenidos	68
3.5.1. Bancos de condensadores en el sistema eléctrico IEEE 33 barras	68
3.5.2. Bancos de condensadores en el sistema eléctrico 178 barras	78
3.5.3. Evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico 178 barras	90
3.6. Impacto de la Optimización de Bancos de Condensadores en la Gestión del Mantenimiento.....	96
3.6.1. Resultados técnicos con implicancias directas en mantenimiento.....	96
3.6.2. Aportes cuantificables a la Gestión y Gerencia de Mantenimiento	98
CAPÍTULO IV. Discusión de Resultados y contrastación de Hipótesis	101
4.1. Discusión de resultados	101
4.2. Contrastación de hipótesis	103
CONCLUSIONES	106
RECOMENDACIONES	108
REFERENCIAS	109
ANEXOS.....	112

LISTA DE TABLAS

Tabla I-1	Comparativo de objetivos abordados en Publicaciones Científicas relacionadas con el tema de investigación	7
Tabla I-2	Comparativo de propuestas adicionales planteadas en Publicaciones Científicas referidas al tema de investigación.....	8
Tabla I-3	Comparativo de los métodos utilizados en las Publicaciones Científicas referidas al tema de investigación.	9
Tabla I-4	Comparativo de los sistemas eléctricos estandarizados empleados en las Publicaciones Científicas referidas al tema de investigación.	10
Tabla I-5	Matriz de Operacionalización de Variables	19
Tabla II-1.	Componentes del indicador (D).....	44
Tabla II-2.	Número de interrupciones por cliente (N).....	44
Tabla II-3.	Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)	45
Tabla III-1.	Parámetros de entrada para el modelo de optimización.....	49
Tabla III-2	Parámetros calculados en base a los parámetros de entrada del modelo de optimización.....	50
Tabla III-3	Variables del modelo de optimización	50
Tabla III-4	Términos de la expresión ahorros netos anuales	55
Tabla III-5.	Términos para el índice de estabilidad de voltaje.....	56
Tabla III-6.	Detalle de los componentes de la confiabilidad.....	65
Tabla III-7.	Componentes de la Energía no suministrada por interrupciones de servicio.....	66
Tabla III-8.	Valores de los parámetros de entrada del sistema eléctrico IEEE 33 barras.....	70
Tabla III-9.	Valores de los parámetros de la función objetivo: Ahorros netos anuales por ubicación de bancos de condensadores	71

Tabla III-10	Comparativo de resultados entre la investigación referencia y la validación del modelo en el sistema eléctrico IEEE 33 barras sin banco de condensadores.	73
Tabla III-11	Comparativo Vpu inicial entre Digsilent vs Modelo Julia-Jump	74
Tabla III-12	Comparativo entre las investigaciones de referencia y la validación del modelo en el sistema eléctrico IEEE 33 barras con banco de condensadores.	76
Tabla III-13.	Capacidades óptimas de bancos de condensadores por metodología	76
Tabla III-14.	Bloques horarios del perfil de demanda del sistema eléctrico 178 barras	80
Tabla III-15.	Parámetros de entrada para el sistema eléctrico 178 barras.....	81
Tabla III-16.	Resultados del flujo de potencia para el sistema eléctrico 178 barras inicial.....	82
Tabla III-17.	Ubicación óptima de bancos de condensadores en el sistema eléctrico 178 barras para una tensión mínima de 0.975 p.u. en sus 03 bloques horarios.....	84
Tabla III-18.	Resultados del sistema eléctrico 178 barras con banco de condensadores de 486.923 kVAR y 187.599 kVar en barra 150 y barra 80 respectivamente.....	89
Tabla III-19.	Parámetros de la ecuación de la Energía No Suministrada (ENS).....	90
Tabla III-20.	Reporte de fallas Sistema Eléctrico 178 barras - Año 2023.....	91
Tabla III-21.	Cálculo de tasa de fallas/año*km	91
Tabla III-22.	Indicadores N y D del sistema eléctrico 178 barras durante el año 2023 .	92
Tabla III-23.	Variación de la confiabilidad del sistema eléctrico radial 178 barras antes y después de la ubicación óptima de bancos de condensadores.	93
Tabla III-24.	Energía No Suministrada antes y después de la ubicación óptima de banco de condensadores en el sistema eléctrico 178 barras por bloque horario.	94
Tabla III-25.	Energía No Suministrada Ponderada antes y después de la ubicación óptima de banco de condensadores en el sistema eléctrico 178 barras...	94

LISTA DE FIGURAS

Figura I.1	Evolución de la máxima demanda en el Perú hasta mayo 2024	11
Figura I.2	Incrementos Porcentuales Anuales de Máxima Demanda en el Perú respecto al año anterior	12
Figura I.3	Problemática del sector eléctrico y afectación de la confiabilidad por el incremento de la demanda.....	13
Figura II.1	Alimentador de distribución primaria que muestra los principales componentes y características.....	23
Figura II.2	Disposiciones comunes de rutas de alimentadores en un sistema eléctrico	24
Figura II.3	Sistemas típicos de distribución primaria	25
Figura II.4	Expresiones matemáticas de algunos problemas de optimización.....	32
Figura II.5	Conjunto de soluciones de un PLEM (puntos asociados a círculos).....	35
Figura II.6	Jerarquía de calidad, confiabilidad y disponibilidad de la energía	40
Figura III.1	Sistema Eléctrico Radial IEEE 33 buses - Unifilar.....	48
Figura III.2	Sistema Eléctrico Radial 178 Barras – Unifilar	48
Figura III.3.	Diagrama de flujo del esquema metodológico de la investigación.....	52
Figura III.4	Diagrama de flujo para el modelado de un sistema eléctrico radial de distribución estandarizado IEEE.....	53
Figura III.5.	Unifilar de un Sistema Eléctrico Radial simple	58
Figura III.6.	Demanda constante de un Sistema Eléctrico IEEE	63
Figura III.7.	Demanda variable por bloques horarios de un Sistema Eléctrico real	63
Figura III.8.	Diagrama de flujo para el modelado de un sistema eléctrico radial de distribución real 178 barras.	64
Figura III.9	Diagrama de flujo de la metodología para el cálculo de la confiabilidad de UN sistema eléctrico radial de distribución.....	65
Figura III.10	Modelado del Sistema Eléctrico IEEE 33 barras en Digsilent.....	75

Figura III.11	Perfil de Voltaje p.u del sistema eléctrico IEEE 33 Barras antes y después de la optimización de bancos de condensadores.	77
Figura III.12.	Potencia KW y KVAR del sistema eléctrico 178 barras – Alimentador A-1008 durante el mes de abril 2024.	79
Figura III.13.	Superposición de demandas en kW diarias del sistema eléctrico 178 barras durante el mes de abril 2024.	79
Figura III.14.	Superposición de demandas en kVAR diarias del sistema eléctrico 178 barras durante el mes de abril 2024.	80
Figura III.15.	Tensiones en p.u. del Sistema Eléctrico 178 Barras Inicial por bloques horarios.	82
Figura III.16.	Tensiones en p.u. del Sistema Eléctrico 178 Barras en sus bloques horarios antes y después de la ubicación óptima de bancos de condensadores para un límite de tensión mínima de 0.975 por unidad.	85
Figura III.17.	Ubicación de bancos de condensadores de la optimización en la red del sistema eléctrico 178 barras	87

RESUMEN

El crecimiento sostenido de la demanda eléctrica en Perú presenta desafíos significativos para la confiabilidad y calidad del suministro en los sistemas eléctricos de distribución. Las variaciones de tensión, las pérdidas energéticas y la ineficiencia en la compensación de energía reactiva afectan la estabilidad y operación de los sistemas eléctricos radiales de distribución. Lo cual impacta en la disminución de la confiabilidad del sistema eléctrico, consecuentemente en la gestión de mantenimiento.

Esta investigación tiene como objetivo mejorar la confiabilidad de un sistema eléctrico radial de distribución mediante la ubicación óptima de bancos de condensadores utilizando programación lineal entera mixta (PLEM). El modelo propuesto se basa en el modelado del flujo de potencia, análisis de confiabilidad y optimización matemática. El estudio emplea técnicas de optimización mediante PLEM implementadas en el entorno de programación Julia-JuMP. Se utilizan dos casos de estudio: a) Sistema estándar IEEE de 33 barras, representando un entorno controlado con demanda constante; b) Sistema real de 178 barras en Piura, Perú, con demanda variable, permitiendo evaluar la aplicabilidad del modelo en una red eléctrica urbana. Se analizan indicadores como la Energía No Suministrada (ENS), el índice SAIDI y las pérdidas de energía antes y después de la optimización.

Los resultados muestran que la ubicación óptima de bancos de condensadores mejora la calidad del voltaje y reduce pérdidas en ambos casos de estudio. Sin embargo, en un sistema real, el impacto en la confiabilidad es moderado debido a que los sistemas eléctricos reales suelen operar dentro de niveles aceptables de calidad de tensión. Se concluye que la optimización mediante PLEM permite mejorar la eficiencia de un sistema eléctrico de distribución, reduciendo costos operativos y mejorando la confiabilidad del servicio.

ABSTRACT

The sustained growth of electricity demand in Peru presents significant challenges for the reliability and quality of supply in distribution electrical systems. Voltage variations, energy losses, and inefficiencies in reactive power compensation affect the stability and operation of radial distribution electrical systems. This impacts the reduction of the electrical system's reliability and, consequently, maintenance management.

This study aims to enhance the reliability of radial distribution power systems through the optimal placement of capacitor banks using Mixed-integer linear programming (MILP). The proposed model integrates power flow modeling, reliability analysis, and mathematical optimization. The research employs optimization techniques based on MILP, implemented within the Julia-JuMP programming environment. Two case studies are considered: (a) the IEEE 33-bus standard system, representing a controlled environment with constant demand, and (b) a real 178-bus system in Piura, Peru, characterized by variable demand, thereby enabling an assessment of the model's applicability in an urban electrical network. Key performance indicators, including Energy Not Supplied (ENS), the System Average Interruption Duration Index (SAIDI), and energy losses, are analyzed before and after optimization.

The findings indicate that the optimal placement of capacitor banks improves voltage quality and reduces energy losses in both case studies. However, in the real-world system, the impact on reliability is moderate, given that actual power systems generally operate within acceptable voltage quality levels. It is concluded that MILP-based optimization enhances the efficiency of distribution power systems, leading to reduced operational costs and improved service reliability.

INTRODUCCIÓN

El crecimiento sostenido de la demanda eléctrica en Perú plantea desafíos críticos para la confiabilidad y calidad de los sistemas eléctricos radiales de distribución. La creciente demanda impacta la estabilidad del voltaje e incrementa las pérdidas energéticas. Lo cual repercute en la confiabilidad y calidad del servicio. En este contexto, la gestión eficiente de la energía reactiva mediante la ubicación de bancos de condensadores es usualmente analizada para mejorar niveles de tensión de los sistemas eléctricos y optimizar su desempeño operativo. Sin embargo, ha sido muy poco estudiado como estos bancos de condensadores impactan en el mantenimiento. La implementación estratégica de bancos de condensadores puede minimizar la necesidad de intervenciones correctivas y extender la vida útil de los equipos, contribuyendo a la reducción de costos de mantenimiento.

Esta investigación tiene como objetivo mejorar la confiabilidad de un sistema eléctrico radial de distribución mediante la ubicación óptima de bancos de condensadores utilizando programación lineal entera mixta (PLEM). Esta investigación aporta varias contribuciones relevantes:

1. Se desarrolla un modelo matemático basado en Programación Lineal Entera Mixta (PLEM) implementado en Julia-JuMP para determinar la ubicación óptima de bancos de condensadores en un sistema eléctrico radial de distribución.
2. A diferencia de investigaciones previas enfocados en redes teóricas estandarizadas IEEE, esta investigación evalúa la optimización en un sistema eléctrico real de 178 barras en Piura, Perú, lo que permite validar su aplicabilidad en entornos reales.

3. Se cuantifica el efecto de la ubicación óptima de bancos de condensadores en la mejora del perfil de tensión, reducción de pérdidas, la confiabilidad, reducción de la Energía No Suministrada (ENS), y su rentabilidad económica.

El primer capítulo, titulado "Protocolo de la Investigación", aborda los antecedentes, la realidad problemática, la justificación, los objetivos y los alcances de la investigación.

En el segundo capítulo, denominado "Marcos Teórico, conceptual y normativo", se presentan conocimientos relevantes sobre sistemas eléctricos radiales de distribución, así como conceptos relacionados con la investigación y la ubicación de bancos de condensadores. Además, se revisa la normativa eléctrica peruana en cuanto a la calidad de los servicios eléctricos.

El tercer capítulo, "Desarrollo del trabajo de investigación", presenta el modelo propuesto y su aplicación para la ubicación óptima de bancos de condensadores en un sistema eléctrico radial de distribución, detallando los parámetros, modelado y análisis de confiabilidad, así como su impacto en la reducción de pérdidas y la Energía No Suministrada (ENS).

En el cuarto capítulo, titulado "Discusión de resultados y contrastación de hipótesis", se analizan los efectos de la ubicación óptima de bancos de condensadores en la confiabilidad del sistema eléctrico, la calidad de la energía, la estabilidad del voltaje y la reducción de pérdidas. Finalmente, se contrastan las hipótesis verificando el impacto en la Energía No Suministrada (ENS) y evaluando la viabilidad económica de la propuesta.

CAPÍTULO I. PROTOCOLO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. Antecedentes de la investigación

En esta sección, se realizará una revisión de ocho publicaciones científicas de alto impacto en el campo de la ubicación óptima de bancos de condensadores en Sistemas Eléctricos Radiales de Distribución (SER). Se identificaron objetivos de investigación, métodos y datos utilizados que se han empleado en esta área de investigación.

Prakash & Lakshminarayana, (2017), presentaron la aplicación del algoritmo (WOA)¹ para abordar el problema de encontrar el tamaño y la ubicación óptima de bancos de condensadores en Sistemas Eléctricos Radiales. El objetivo principal fue reducir las pérdidas de línea y mantener los niveles de voltaje en valores óptimos en los buses o barras del Sistema Eléctrico. Se analizaron dos sistemas de distribución radial típicos, el IEEE-34 buses y otro IEEE-85 buses, como casos de estudio para la aplicación del algoritmo. El enfoque propuesto consideró varios objetivos, entre ellos la minimización de costos, la reducción de pérdidas de energía y la mejora del perfil de voltaje en el sistema. El algoritmo WOA es un algoritmo de optimización metaheurística basado en el comportamiento de las ballenas jorobadas. Estas ballenas, consideradas los animales más grandes del mundo, poseen ciertas similitudes en las células cerebrales con los seres humanos. Su método de alimentación, conocido como método de alimentación de red de burbujas, sirve de inspiración para el desarrollo de un algoritmo de optimización eficiente ya que busca emular el comportamiento de las ballenas jorobadas en su búsqueda de comida. Los resultados obtenidos respaldan la viabilidad y utilidad del algoritmo WOA como una herramienta efectiva en la resolución de problemas de optimización en este campo. La conclusión de este estudio demuestra que el algoritmo WOA supera a los

¹ Whale Optimization Algorithm (WOA) - Algoritmo de optimización de ballenas.

métodos PSO², MINLP³, PGS⁴ y BFOA⁵ en la optimización de costos operativos y perfil de voltaje en redes de distribución eléctrica radial. Los autores recomiendan su aplicación en futuros estudios y proyectos relacionados con la optimización de redes eléctricas.

Sonwane et al., (2020), aplicó la técnica de optimización PSO⁶ para determinar la ubicación y tamaño óptimos de bancos de condensadores en un Sistema Eléctrico Radial IEEE-30 buses. El objetivo principal de este trabajo fue comparar y mejorar diversos aspectos del sistema eléctrico radial, tales como el perfil de voltaje, la mejora de potencia, la reducción de pérdidas, la liberación de capacidad y la reducción de costos. Además, se incluye la consideración del costo de confiabilidad, ya que la confiabilidad es un factor significativo en la industria eléctrica para garantizar la seguridad y operatividad del sistema. En este estudio, se realizó un análisis detallado de la confiabilidad del sistema eléctrico radial. Para ello, se utilizan parámetros como la carga térmica, la esperanza de vida del transformador y la línea de transmisión aérea, los cuales son fundamentales para determinar la tasa de falla del sistema. La tasa de falla modificada se aplica para calcular el costo de confiabilidad, que se convierte en la función objetivo del problema de optimización. Los resultados obtenidos demuestran que la ubicación óptima de los bancos de condensadores en el sistema eléctrico radial permite reducir las pérdidas, mejorar los índices de confiabilidad y lograr una función de costo de confiabilidad óptima. Estos resultados permitieron concluir que la aplicación de la técnica de optimización PSO es efectiva para abordar el problema de optimización en sistemas eléctricos radiales.

Nguyen et al., (2021), propusieron una metodología híbrida denominada SOS⁷ - NNA⁸ que combina el algoritmo de optimización SOS y el algoritmo NNA para encontrar

² Particle Swarm Optimization (PSO) – Optimización de enjambre de partículas.

³ Mixed Integer Non-Linear Programming (MINLP) – Programación No-Lineal entera mixta.

⁴ Plant Growth Simulation (PGS) – Simulación de crecimiento vegetal.

⁵ Bacterial Foraging Optimization Algorithm (BFOA) - Algoritmo de optimización de alimentación bacteriana.

⁶ Particle Swarm Optimization (PSO) – Optimización de enjambre de partículas.

⁷ Symbiotic Organisms Search (SOS) – Búsqueda de organismos de simbiosis.

⁸ Neural Network Algorithm (NNA) – Algoritmo de redes neuronales.

soluciones óptimas para la ubicación de generaciones distribuidas y bancos de condensadores en redes de distribución radial, teniendo en cuenta la optimización de uno o varios objetivos, así como restricciones de igualdad y desigualdad. Esta combinación busca aprovechar las fortalezas de ambos enfoques y mejorar la capacidad de encontrar soluciones óptimas. Esta metodología se compuso de cinco métricas ponderadas: pérdida de potencia, desviación de voltaje, estabilidad de voltaje, equilibrio de carga y confiabilidad de suministro. Para evaluar la efectividad y viabilidad del algoritmo SOS-NNA, se realizaron diversas evaluaciones en redes eléctricas radiales IEEE-33 e IEEE-69 buses. Se consideraron diferentes casos operativos y escenarios para obtener resultados robustos y representativos. Los resultados obtenidos revelan que la metodología propuesta SOS-NNA demuestra ser una estrategia efectiva y viable para abordar la planificación y operación óptima de generación distribuida y bancos de condensadores en redes de distribución radial. Los autores concluyen la utilidad y eficacia de esta metodología en la mejora de los índices de rendimiento de la red eléctrica. Los autores sugieren continuar investigando y refinando esta metodología, así como explorar su aplicabilidad en otros contextos y considerar la inclusión de más variables y restricciones en la optimización de redes eléctricas.

Salinas-Herrera et al., (2021), presentaron la aplicación de la técnica de optimización PSO para determinar la ubicación y tamaño óptimos de generación renovable distribuida y condensadores en un sistema eléctrico IEEE-33 buses. Además, emplearon la simulación Monte Carlo secuencial para evaluar la confiabilidad de los sistemas original y modificado. Este artículo destaca por su enfoque integral en la evaluación de la confiabilidad en un sistema de distribución. Los resultados obtenidos revelan que el uso de la técnica PSO conduce a una disminución de las pérdidas generales del sistema, mejorando los niveles de voltaje y el factor de potencia, así como reduciendo el costo anual total del sistema. Además, mediante el método Monte Carlo Secuencial se calculan cuatro índices de confiabilidad (SAIDI, SAIFI, CAIDI, AENS), los cuales demuestran que la

implementación de las soluciones propuestas resultó en una mejora del 18% en la confiabilidad del sistema.

Gallego et al., (2022), presentaron un modelo de programación lineal entera mixta MILP⁹ que tiene como objetivo encontrar la ubicación óptima de condensadores y la reconfiguración adecuada de la red eléctrica para minimizar las pérdidas, mejorar la confiabilidad y el perfil de voltaje en las redes de distribución eléctrica. Este modelo propuesto ofreció ventajas en términos de eficiencia computacional en comparación con las técnicas metaheurísticas comúnmente empleadas para este propósito. Para validar la eficacia del modelo propuesto, se realizaron pruebas en siete redes de distribución eléctrica con tamaños que variaron desde 33 hasta 417 buses, utilizando cuatro casos diferentes. (Caso 1: Caso base de red eléctrica con “n” buses, Caso 2: Caso de “n” buses aplicando solo reconfiguración óptima, Caso 3: Caso de “n” buses aplicando solo ubicación óptima de capacitores y Caso 4: Caso de “n” buses aplicando reconfiguración óptima y ubicación óptima de capacitores). Los resultados obtenidos fueron comparados con los obtenidos mediante otros métodos previamente reportados en la literatura. Los resultados demostraron que el modelo propuesto fue capaz de replicar los resultados de los métodos existentes. En cuanto a la reconfiguración de la red de distribución eléctrica, se logró una mejora del 1.86% en la red de distribución eléctrica de 119 buses en comparación con los resultados reportados en la literatura. A partir de los resultados obtenidos se concluye la eficacia y la capacidad del modelo propuesto para mejorar las pérdidas, la confiabilidad y el perfil de voltaje en las redes de distribución eléctrica, y su potencial aplicabilidad en una variedad de circuitos eléctricos.

Pattabhi et al., (2023), presentaron un método denominado método de análisis delta para determinar la ubicación y el tamaño óptimo de los dispositivos de compensación de potencia reactiva y los recursos energéticos distribuidos en un sistema radial de

⁹ Mixed-integer linear programming (MILP) – Programación Lineal Entera Mixta

distribución eléctrica de 33 buses. El objetivo principal de este método fue mejorar la estabilidad del voltaje y reducir las pérdidas en el sistema de distribución radial. Para evaluar la efectividad del método propuesto, se llevaron a cabo diferentes pruebas y análisis. Los resultados obtenidos fueron mostraron que el método de análisis delta logró mejorar significativamente la estabilidad del voltaje y reducir las pérdidas en el sistema de distribución radial. Además, se realizaron estudios de confiabilidad antes y después de la ubicación de los recursos energéticos distribuidos en casos de contingencia. Estos estudios permitieron evaluar el impacto de los recursos energéticos distribuidos en la confiabilidad del sistema y proporcionaron información valiosa sobre su desempeño en situaciones adversas.

Nasser Hussain et al., (2023), utilizaron el algoritmo de enjambre de Salp Binario (BSSA¹⁰) basado en funciones multiobjetivo que buscan encontrar soluciones óptimas que satisfagan múltiples criterios al mismo tiempo. Este algoritmo fue aplicado en dos sistemas radiales de distribución compuesto por 33 y 69 barras respectivamente. El objetivo fue proporcionar una adecuada energía eléctrica a los clientes, manteniendo un nivel apropiado de calidad y confiabilidad. El BSSA se inspira en el comportamiento colectivo de los Salps (una especie de moluscos marinos) y su capacidad para adaptarse a cambios en su entorno. El algoritmo utiliza la interacción entre las Salps para actualizar sus posiciones. Durante cada iteración, las Salps ajustan sus posiciones en función de la posición de otras Salps cercanas y de las mejores soluciones encontradas hasta el momento. Esto permite que el enjambre de Salps se mueva hacia regiones más prometedoras del espacio de búsqueda. Se plantean tres escenarios de evaluación (El primer escenario consiste en la ubicación óptima de capacitores (OCP¹¹) y luego una reconfiguración de del sistema de distribución (DSR¹²), el segundo escenario consiste en la reconfiguración del sistema de distribución (DSR) y luego la ubicación óptima de capacitores (OCP) y El tercer escenario

¹⁰ Binary Salp Swarm Algorithm (BSSA) - Algoritmo de enjambre de Salp Binario

¹¹ Optimal Capacitor Placement (OCP) – Ubicación óptima de capacitores

¹² Distribution System Reconfiguration (DSR) – Reconfiguración del sistema de distribución

consiste en simultáneamente reconfigurar el sistema de distribución (DSR) con la ubicación óptima de capacitores (OCP)). De los resultados obtenidos, concluyeron que el segundo escenario, que consiste en aplicar la técnica de reconfiguración de sistema de distribución (DSR) seguida de la optimización del punto de conexión (OCP), presenta mejores resultados en comparación con el primer escenario, donde se aplica primero OCP y luego DSR. No obstante, el tercer escenario, que combina DSR y OCP simultáneamente, muestra mejores resultados en comparación con los dos escenarios anteriores.

Mohamed El-Saeed et al., (2023), utilizaron el algoritmo genético NSGA-II¹³ para determinar la ubicación y tamaño óptimo de bancos de capacitores en sistemas eléctricos radiales IEEE de 33 y 94 buses. Este algoritmo utiliza una representación basada en cromosomas y aplica operadores genéticos como la selección, el cruce y la mutación para generar nuevas soluciones candidatas en cada generación. En el estudio, las soluciones generadas por el algoritmo NSGA-II fueron evaluadas en función de múltiples objetivos, siendo los principales: maximizar la estabilidad de voltaje, minimizar las pérdidas de energía y consolidar los ahorros netos anuales. Para asegurar la solidez y aplicabilidad de su propuesta, los investigadores compararon los resultados de su evaluación con otros métodos aplicados en los mismos sistemas radiales de distribución. Estos métodos incluyeron el algoritmo de ciclo de agua multiobjetivo (MOWCA¹⁴), el optimizador de lobo gris multiobjetivo (MOGWO¹⁵) y otros métodos. El resultado de la comparación demuestra que el algoritmo genético planteado NSGA-II cumple los objetivos planteados y supera a los otros métodos comparativos en términos de minimización de pérdidas de potencia activa y reactiva, así como en el ahorro neto anual. Estos hallazgos respaldan la eficacia y

¹³ Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm II (NSGA II) - Algoritmo genético de clasificación no dominado

¹⁴ Multi Objective Water Cycle Algorithm - MOWCA

¹⁵ Multi Objective Grey Wolf Optimizer - MOGWO

eficiencia del enfoque propuesto en la optimización de la ubicación y tamaño de bancos de capacitores en sistemas eléctricos radiales.

La Tabla I.1 presenta una comparación de los objetivos abordados en las publicaciones científicas relacionadas con el tema de investigación. Se observa que los objetivos más recurrentes incluyen la optimización del voltaje, la minimización de pérdidas de potencia y la obtención de beneficios económicos. No obstante, se destaca una notable falta de investigaciones que centren sus esfuerzos en maximizar la confiabilidad de estos sistemas. Este hallazgo destaca la necesidad de enfocar los métodos empleados en la mejora de la confiabilidad de los sistemas eléctricos.

Tabla I-1 Comparativo de objetivos abordados en Publicaciones Científicas relacionadas con el tema de investigación

N	Autor	País	Objetivos de la Investigación			
			Maximizar voltaje	Minimizar Pérdidas	Ahorro Económico	Confiabilidad
1	Prakash & Lakshminarayana	India	✓	✓	✓	
2	Sonwane et al.	India				✓
3	Nguyen et al.	Vietnam	✓	✓		✓
4	Salinas-Herrera et al.	United Kingdom	✓	✓	✓	✓
5	Gallego et al.	Colombia	✓	✓	✓	
6	Pattabhi et al.	India	✓	✓		
7	Nasser Hussain et al.	Irak	✓	✓		
8	Mohamed El-Saeed et al.	Egipto	✓	✓	✓	

Fuente. Elaboración propia

La Tabla I.2 presenta un análisis comparativo de propuestas adicionales a la ubicación óptima de bancos de condensadores en sistemas eléctricos. Algunos estudios incorporan la identificación óptima de generación distribuida o la reconfiguración de la red eléctrica, para mejorar el funcionamiento de los sistemas eléctricos. Sin embargo, la implementación de estas propuestas conlleva una mayor inversión, lo que podría afectar negativamente la

viabilidad económica de su implementación. La ubicación óptima de bancos de condensadores se presenta como la propuesta principal para cuantificar el impacto en la mejora de la confiabilidad de los sistemas eléctricos.

Tabla I-2 Comparativo de propuestas adicionales planteadas en Publicaciones Científicas referidas al tema de investigación.

N	Autor	Año	País	Propuestas de Análisis		
				Ubicación óptima de bancos de condensadores	Generación distribuida	Reconfiguración de red
1	Prakash & Lakshminarayana	2017	India	✓		
2	Sonwane et al.	2020	India	✓		
3	Nguyen et al.	2021	Vietnam	✓	✓	
4	Salinas-Herrera et al.	2021	United Kingdom	✓	✓	
5	Gallego et al.	2022	Colombia	✓		✓
6	Pattabhi et al.	2023	India	✓	✓	
7	Nasser Hussain et al.	2023	Irak	✓		✓
8	Mohamed El-Saeed et al.	2023	Egipto	✓		

Fuente. Elaboración propia

La Tabla I.3 presenta una revisión de los algoritmos y métodos de optimización empleados en las investigaciones científicas vinculadas con la ubicación óptima de bancos de condensadores en sistemas eléctricos. Se observa que, a pesar de su capacidad para modelar con precisión variables discretas, como la selección de ubicaciones de equipos en la red eléctrica, la Programación Lineal Entera Mixta (PLEM) ha sido poco utilizada. El análisis resalta la diversidad de métodos de optimización empleados, pero subraya la necesidad de utilizar enfoques que integren eficientemente restricciones tanto eléctricas como no eléctricas, característica distintiva de la PLEM¹⁶, para alcanzar una mayor eficiencia y precisión en los resultados obtenidos en investigaciones relacionadas con esta temática.

¹⁶ PLEM – Programación Lineal Entera Mixta

Tabla I-3 Comparativo de los métodos utilizados en las Publicaciones Científicas referidas al tema de investigación.

N	Autor	País	Algoritmos y Métodos						
			NSGA II	BSSA	SOS NAN	WOA	Método Delta	PLEM	PSO
1	Prakash & Lakshminarayana	India				✓			
2	Sonwane et al.	India							✓
3	Nguyen et al.	Vietnam			✓				
4	Salinas-Herrera et al.	United Kingdom							✓
5	Gallego et al.	Colombia						✓	
6	Pattabhi et al.	India					✓		
7	Nasser Hussain et al.	Irak		✓					
8	Mohamed El-Saeed et al.	2023	✓						

Fuente. Elaboración propia

La Tabla I.4 muestra los sistemas eléctricos estandarizados utilizados en la determinación óptima de la ubicación y dimensionamiento de bancos de condensadores. Aunque prevalecen circuitos estandarizados según normas IEEE, se percibe una carencia en la aplicación de estos en sistemas eléctricos reales, aspecto esencial para comprender plenamente el impacto de las mejoras propuestas. Estos sistemas estandarizados (teóricos) sirven como puntos de referencia, facilitando la evaluación y comparación de diversos métodos de optimización. No obstante, es importante aplicar estos métodos directamente en sistemas eléctricos reales para un análisis contextual y práctico más profundo.

Tabla I-4 Comparativo de los sistemas eléctricos estandarizados empleados en las Publicaciones Científicas referidas al tema de investigación.

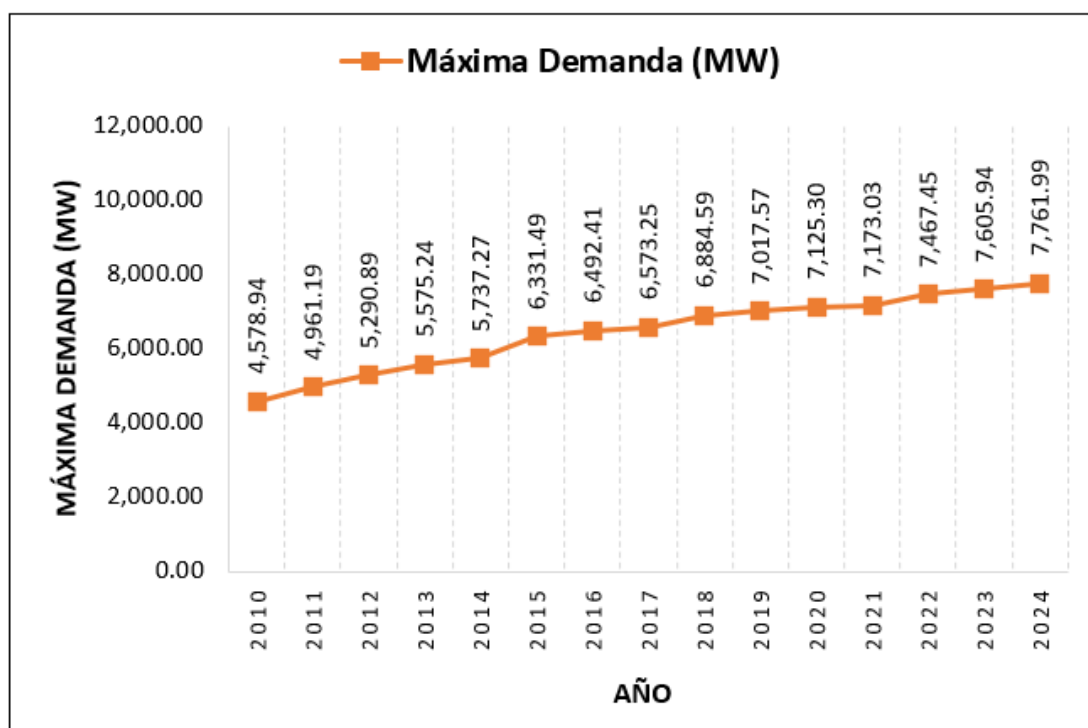
			Circuitos eléctricos empleados (Sistema Eléctrico)										
N	Autor	País	30	33	34	69	83	85	94	119	136	202	417
1	Prakash & Lakshminarayana	India			✓			✓					
2	Sonwane et al.	India	✓										
3	Nguyen et al.	Vietnam		✓		✓							
4	Salinas-Herrera et al.	United Kingdom		✓									
5	Gallego et al.	Colombia		✓		✓	✓			✓	✓	✓	✓
6	Pattabhi et al.	India		✓									
7	Nasser Hussain et al.	Irak		✓		✓							
8	Mohamed El-Saeed et al.	Egipto		✓					✓				

Fuente. Elaboración propia

1.2. Identificación y Descripción del Problema de Estudio

El sector eléctrico en Perú ha experimentado un crecimiento significativo en la demanda eléctrica a lo largo de los años, según los reportes publicados por el Centro de Operación Eléctrica del SEIN (COES). Como se muestra en la Figura I.1, la demanda máxima registrada en 2010 fue de 4,578.94 MW, ocurrida el 16 de diciembre de 2010. En contraste, hasta la fecha en 2024, la demanda máxima registrada ha alcanzado 7,761.99 MW el 7 de febrero de 2024, lo que representa un incremento de aproximadamente el 70% en comparación con 2010. Este notable aumento sugiere que la demanda eléctrica en Perú continuará creciendo en los próximos años.

Figura I.1 Evolución de la máxima demanda en el Perú hasta mayo 2024

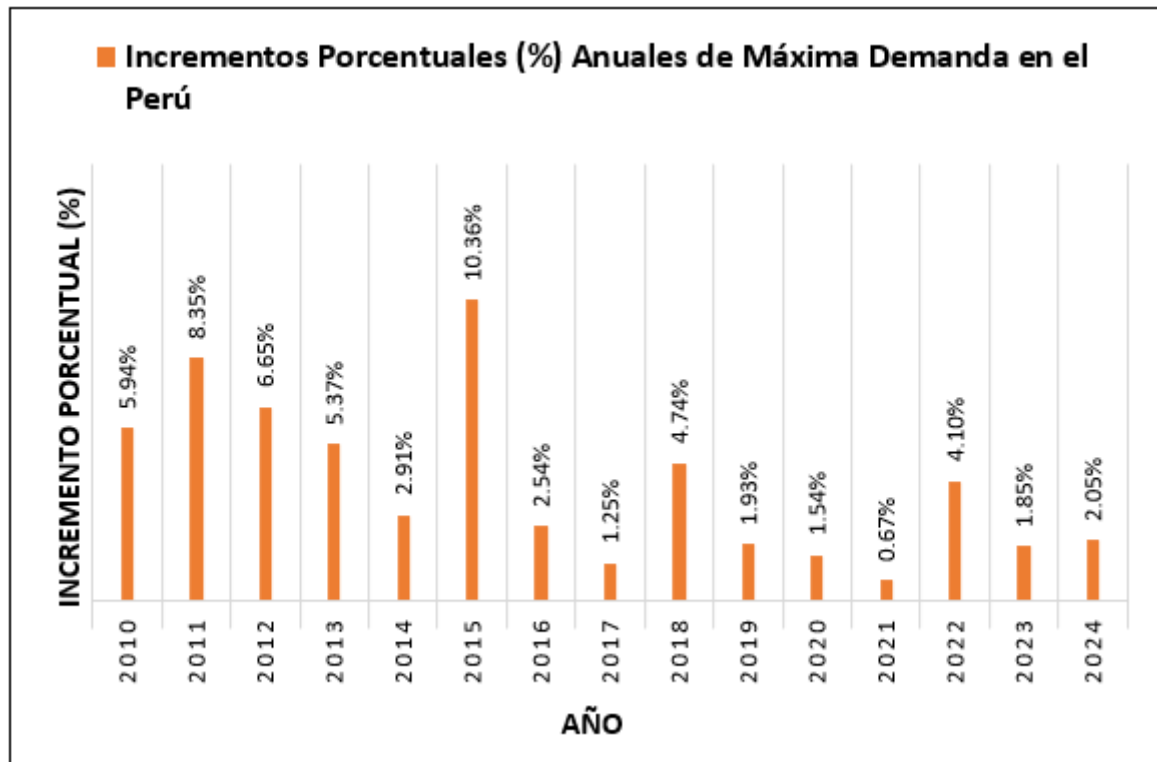


Fuente. Tomado de Portal Web COES

Los incrementos porcentuales en la demanda eléctrica entre 2010 y 2024 se detallan en la Figura I.2. Aunque los incrementos anuales respecto al año anterior han

llegado hasta el 10.36%, en los últimos años 2023 y 2024, los incrementos han sido más moderados, con valores de 1.85% y 2.05%, respectivamente.

Figura I.2 Incrementos Porcentuales Anuales de Máxima Demanda en el Perú respecto al año anterior

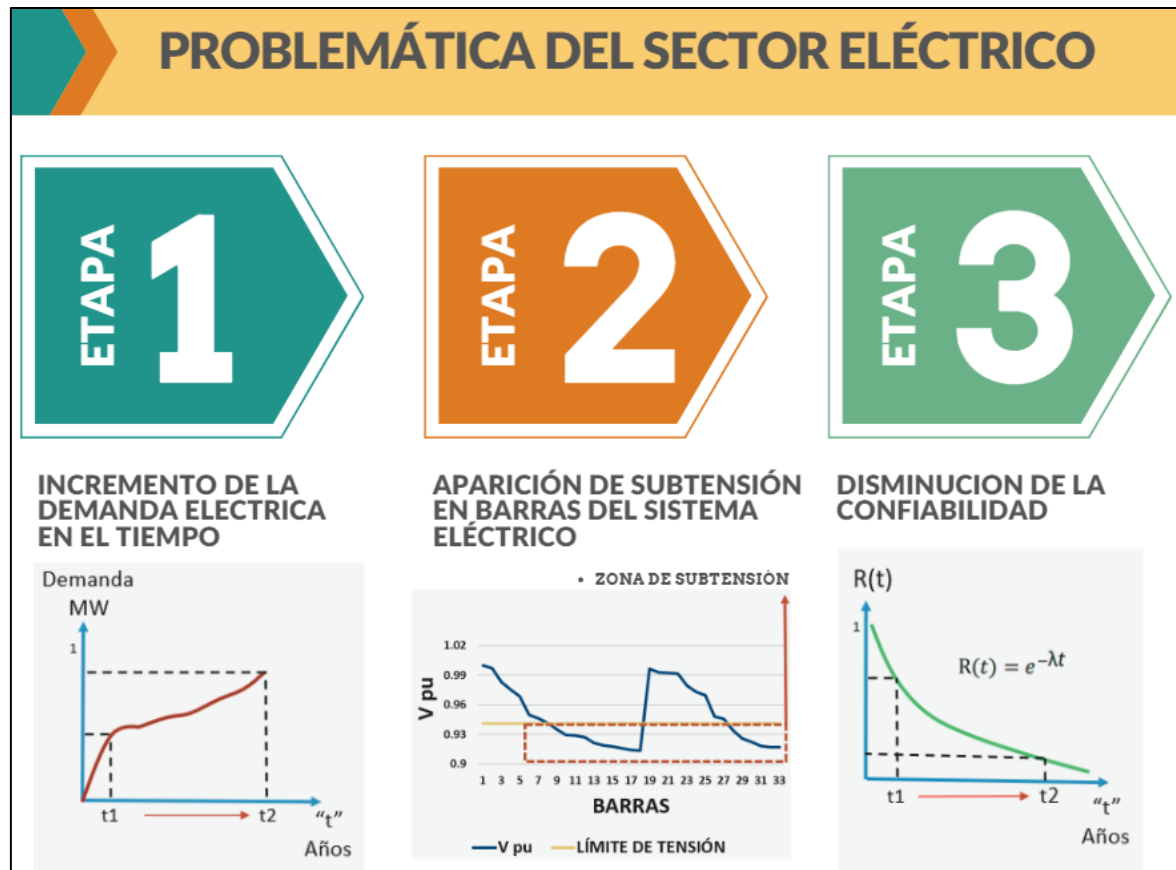


Fuente. Tomado de Portal Web COES

El aumento de la demanda eléctrica en un país se correlaciona positivamente con su crecimiento económico, dado el incremento de la producción industrial y el crecimiento demográfico. Sin embargo, Nasser Hussain et al., (2023) indica que este crecimiento conlleva preocupaciones respecto a la capacidad de las redes de distribución para satisfacer eficazmente la creciente demanda de energía, manteniendo al mismo tiempo niveles adecuados de calidad y confiabilidad en el suministro eléctrico. El rápido aumento en la demanda de energía eléctrica presenta diversos desafíos para las redes de distribución. Nguyen et al., (2021) indica que los desafíos son la necesidad de garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico, la minimización de las pérdidas de energía en la red, la preservación de la calidad del voltaje suministrado, el mantenimiento de un factor

de potencia óptimo, el equilibrio de carga entre las diferentes partes de la red, la gestión de los altos niveles de cortocircuito y la mejora de la calidad general de la energía suministrada.

Figura I.3 Problemática del sector eléctrico y afectación de la confiabilidad por el incremento de la demanda



Fuente. Elaboración propia

La presente investigación aborda los desafíos asociados al crecimiento de la demanda eléctrica, como se observa en la Figura I.3. Este fenómeno presenta retos en términos de confiabilidad y calidad del suministro, donde los niveles de tensión juegan un papel fundamental. Variaciones en los niveles de tensión afectan la continuidad y estabilidad del suministro, pudiendo provocar fallas y reducir la vida útil de los equipos conectados. La calidad de energía, influida por armónicos, fluctuaciones de voltaje y variaciones de frecuencia, impacta directamente la operatividad y eficiencia del sistema.

Comprender estos factores es esencial para optimizar la planificación, operación y mantenimiento de las redes eléctricas. De modo que se garantice un suministro confiable y de calidad para los usuarios.

La instalación estratégica de bancos de condensadores en sistemas eléctricos ha recibido poca atención como medida para mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos radiales de distribución ante el crecimiento de la demanda. Aunque estos dispositivos son fundamentales para compensar la energía reactiva y mejorar la calidad del servicio eléctrico, su impacto en la confiabilidad no ha sido cuantificado con precisión. Es necesario realizar estudios específicos que evalúen detalladamente su efecto en la confiabilidad de los sistemas eléctricos, considerando factores como estabilidad de voltaje, reducción de pérdidas de energía y mejora del factor de potencia. Por lo que es necesario optimizar la ubicación y capacidad de los bancos de condensadores para un suministro confiable y eficiente.

En Perú, la falta de estudios sobre el impacto de estos dispositivos en la confiabilidad limita la comprensión de su potencial para mejorar la operatividad de las redes eléctricas. La aplicación de bancos de condensadores se ha enfocado principalmente en mejorar la calidad de la energía, sin considerar su contribución a la confiabilidad. Es decir, usualmente el análisis está enfocado en la operación, más no en el mantenimiento de los sistemas eléctricos radiales de distribución. Abordar este aspecto es esencial para enfrentar los desafíos de una demanda eléctrica en crecimiento y garantizar un suministro confiable.

1.3. Formulación del Problema

1.3.1. Problema principal

¿De qué manera la ubicación óptima de bancos de condensadores mediante programación lineal entera mixta permitirá mejorar la confiabilidad de un sistema eléctrico radial de distribución?

1.3.2. Problemas secundarios

Los problemas secundarios se formulan con las siguientes preguntas:

- ¿Qué tan efectiva es la PLEM en la ubicación óptima de bancos de condensadores para un sistema eléctrico estandarizado IEEE 33 barras con demanda constante en comparación con otros métodos de optimización?
- ¿Cómo afecta la ubicación óptima de bancos de condensadores mediante PLEM, en términos de reducción de pérdidas de potencia y mejora del perfil de voltaje de un sistema eléctrico real 178 barras con demanda variable?
- ¿Cómo influye la ubicación óptima de bancos de condensadores mediante PLEM, en la confiabilidad de un sistema eléctrico en términos de energía no suministrada y disponibilidad?

1.4. Justificación e importancia

La presente investigación se justifica en contribuir a la línea de estudio de la confiabilidad de los sistemas eléctricos radiales de distribución mediante la ubicación óptima de bancos de condensadores utilizando métodos de optimización. Al analizar las publicaciones científicas relacionadas con este tema, se ha observado una falta de enfoque en la mejora de la confiabilidad, ya que la mayoría de los esfuerzos se centran en la calidad de la energía y la reducción de pérdidas eléctricas. Sin embargo, esta investigación justifica su enfoque al aplicar el método de optimización de programación lineal entera mixta en un sistema eléctrico radial real de la ciudad de Piura-Perú, cuya mejora de la confiabilidad podría ser replicada por los ingenieros del sector en otros sistemas eléctricos con mayores desafíos. Desde el punto de vista económico, la instalación de bancos de condensadores, reduce pérdidas eléctricas y mejorar la eficiencia operativa. Esto representa un ahorro económico potencial, especialmente en sistemas con baja confiabilidad, donde las interrupciones incrementan costos operativos.

La importancia de este trabajo radica en la aplicación de la teoría de optimización de bancos de condensadores en un sistema eléctrico real a nivel urbano, específicamente en la ciudad de Piura, Perú. Usualmente las investigaciones en este campo son en redes eléctrica estandarizadas (teóricas) que tienen un carácter académico. Este enfoque no solo valida los conceptos teóricos en un entorno real, sino que también sirve como referencia y guía para futuras investigaciones. De este modo, se busca contribuir al desarrollo de soluciones técnicas que mejoren el desempeño de los sistemas eléctricos radiales de distribución.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo general

Mejorar la confiabilidad de un sistema eléctrico radial de distribución mediante la ubicación óptima de bancos de condensadores utilizando programación lineal entera mixta.

1.5.2. Objetivos específicos

- Comparar el impacto de la ubicación óptima de bancos de condensadores mediante (PLEM), en la reducción de pérdidas de potencia y mejora del perfil de voltaje para un sistema eléctrico estandarizado IEEE 33 barras con demanda constante, frente a otros métodos de optimización.
- Calcular el impacto de la ubicación óptima de bancos de condensadores, determinada mediante PLEM, en la reducción de pérdidas de potencia y la mejora del perfil de voltaje de un sistema eléctrico real de 178 barras.
- Analizar la confiabilidad de un sistema eléctrico antes y después de la ubicación de bancos de condensadores, determinada mediante PLEM, evaluando la energía no suministrada y la disponibilidad del sistema eléctrico.

1.6. Hipótesis

1.6.1. Hipótesis general

La ubicación óptima de bancos de condensadores mediante Programación Lineal Entera Mixta (PLEM) mejorará la confiabilidad de un sistema eléctrico radial de distribución.

1.6.2. Hipótesis específicas

- La PLEM es más efectiva que otros métodos de optimización para la ubicación óptima de bancos de condensadores en un sistema eléctrico IEEE 33 barras con demanda constante.
- La ubicación de bancos de condensadores, determinada mediante PLEM, reducirá las pérdidas de potencia y mejorará el perfil de voltaje en un sistema eléctrico real de 178 barras.
- La ubicación óptima de bancos de condensadores, determinada mediante PLEM, reducirá la energía no suministrada y mejorará la disponibilidad de un sistema eléctrico.

1.7. Variables y Operacionalización de Variables

1.7.1. Variables

En la tabla I-5 se muestra la matriz de operacionalización de variables. La variable independiente es la Ubicación óptima de bancos de condensadores y la variable dependiente es la Confiabilidad del sistema eléctrico radial de distribución.

Tabla I-5 Matriz de Operacionalización de Variables

VARIABLE	DIMENSIONES	INDICADORES	TÉCNICA DE MEDICIÓN	UNIDAD DE MEDIDA
Variable Independiente: Ubicación óptima de bancos de condensadores	Optimización de la ubicación de bancos	Método de optimización utilizado (PLEM)	Programación de la PLEM en Julia-Jump	Nominal (PLEM vs. otros métodos)
	Ubicación de bancos	Barras donde se instalan los bancos de condensadores	Optimización mediante PLEM	Punto de ubicación (Barras)
	Capacidad de bancos de condensadores	Capacidad instalada en cada barra (kVAR)	Optimización mediante PLEM	Potencia kVAR
	Reducción de pérdidas de potencia	Pérdidas activas antes y después (kW)	Análisis de flujo de carga antes y después	Pérdidas en kW
	Mejora del perfil de voltaje	Voltajes nodales antes y después (p.u.)	Análisis de flujo de carga antes y después	Voltajes en p.u.
Variable Dependiente: Confiabilidad del sistema eléctrico radial de distribución	Energía No Suministrada (ENS)	ENS antes y después de la optimización (kWh/año)	Cálculo con datos de fallas	Energía en kW-h
	Disponibilidad del sistema	Porcentaje de disponibilidad antes y después (%)	Cálculo con fórmula de confiabilidad para sistemas eléctricos	Disponibilidad en (%)

Fuente. Elaboración propia

1.8. Diseño Metodológico

1.8.1. Unidad de análisis

Los sistemas eléctricos radiales de distribución se han establecido como la unidad de análisis utilizando un circuito eléctrico estandarizado IEEE de 33 barras y un sistema eléctrico radial de 178 barras de la ciudad de Piura, Perú.

Por otro lado, con el objetivo de abordar las características específicas de esta investigación, se ha adoptado un enfoque de selección de muestra no probabilística.

1.8.2. Fuentes de información

Las fuentes de información se componen de sistemas eléctricos estandarizados establecidos según las normativas del IEEE y de información técnica derivada del sistema eléctrico radial de 178 barras ubicado en Piura, Perú. Dicha información técnica es suministrada por el propietario del sistema eléctrico en cuestión.

1.8.3. Tipo y nivel de investigación

La investigación es de tipo aplicada, porque busca resolver un problema técnico concreto mediante la optimización de la ubicación de bancos de condensadores en sistemas eléctricos, primero en un modelo IEEE y luego en un sistema real. Tiene un enfoque cuantitativo, al utilizar formulaciones matemáticas con programación lineal entera mixta (PLEM) y variables numéricas procesadas en software. El nivel es explicativo, ya que analiza el efecto de la ubicación óptima sobre variables como tensión, pérdidas y confiabilidad.

1.8.4. Diseño de la investigación

El diseño es experimental porque se manipulan variables del sistema eléctrico de 178 barras de Piura, como la ubicación de bancos de condensadores, para observar su efecto en parámetros como la tensión, pérdidas y confiabilidad.

1.8.5. Población y muestra

Población: La población son los sistemas eléctricos radiales de distribución.

Muestra: La muestra para este estudio es el sistema eléctrico estandarizado IEEE de 33 barras y el sistema eléctrico 178 barras de la ciudad de Piura y de 178 barras.

1.8.6. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Para la recopilación de datos de sistemas eléctricos estandarizados IEEE disponibles en internet, se emplearán técnicas de búsqueda y selección específicas, asegurando la pertinencia y validez de los datos extraídos. La extracción de información técnica de sistemas eléctricos reales se llevará a cabo mediante la revisión de documentos proporcionados por el concesionario. La información es recopilada y almacenada en el software Microsoft Excel.

1.8.7. Análisis y procesamiento de datos

Las ecuaciones de optimización mediante programación lineal entera mixta (PLEM) para la ubicación óptima de los bancos de condensadores, serán implementadas en el lenguaje de programación Julia-Jump, conocido por su sintaxis sencilla y legible, así como su alto rendimiento. Este lenguaje será fundamental para realizar las operaciones de optimización requeridas y propuesta en el marco de esta investigación.

Para analizar la confiabilidad del sistema eléctrico antes y después de optimizar la ubicación de bancos de condensadores, se utilizará Julia-JuMP para modelar y calcular la confiabilidad, incluyendo la Energía No Suministrada (ENS) por interrupciones. Adicionalmente, se empleará Microsoft Excel para verificar los resultados de la optimización y del cálculo del ENS, garantizando la precisión del análisis.

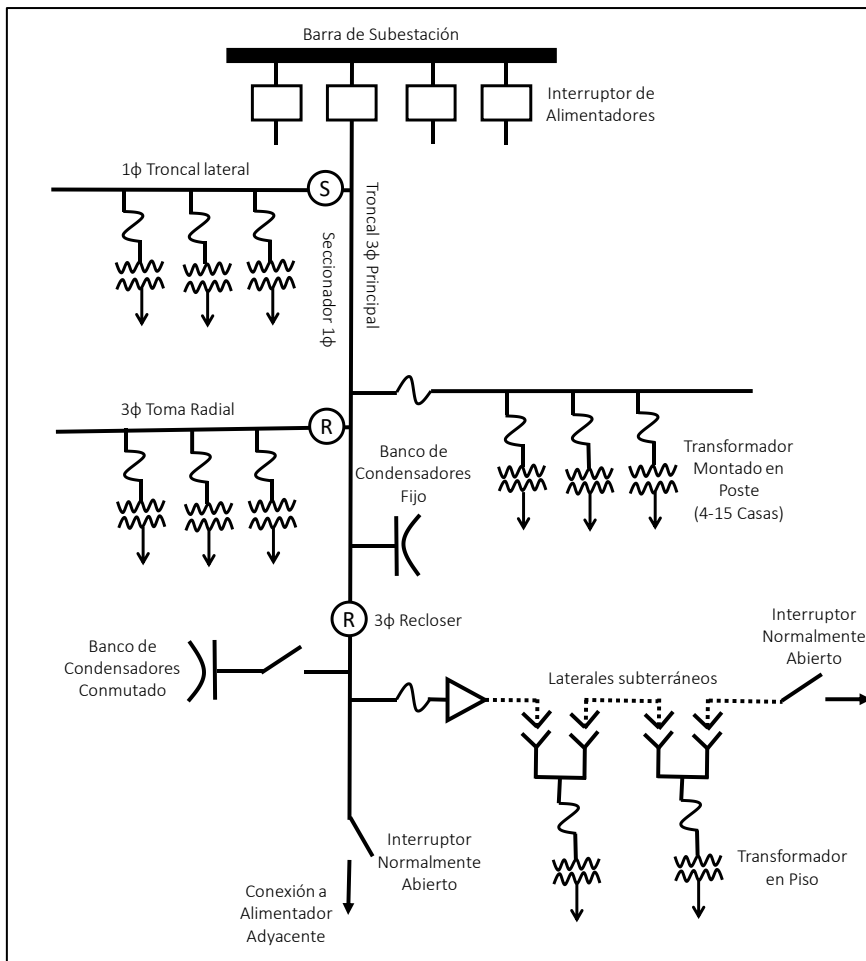
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO, CONCEPTUAL Y NORMATIVO

2.1. Bases teóricas

2.1.1. Sistemas Eléctricos de Distribución Primaria

Según lo descrito por Brown, (2009), los sistemas de distribución en Media Tensión están conformados por alimentadores que transportan energía desde las subestaciones hasta los transformadores ubicados en zonas de consumo. Generalmente, un alimentador inicia su recorrido en un interruptor instalado en la subestación. Desde allí, varios conductores suelen salir a través de ductos subterráneos de concreto hasta alcanzar un poste cercano, donde el cableado cambia a una línea aérea trifásica principal. Esta línea recorre el área de servicio del alimentador y puede conectarse con otros alimentadores a través de enlaces normalmente abiertos. Aunque es posible tener líneas principales subterráneas —común en zonas urbanas— estas representan un mayor costo en comparación con las aéreas. Para ampliar la cobertura del área de servicio, se emplean ramales o derivaciones de la línea principal, que por lo general son monofásicos, aunque también pueden ser bifásicos o trifásicos. Dichos ramales suelen estar protegidos con fusibles, reconectores o seccionadores automáticos, y pueden conectarse directamente a la línea principal. En los ramales aéreos, los transformadores de distribución van montados sobre postes, mientras que en los subterráneos se usan transformadores tipo pedestal. La Figura II.1 ilustra un alimentador típico con sus distintas configuraciones y dispositivos.

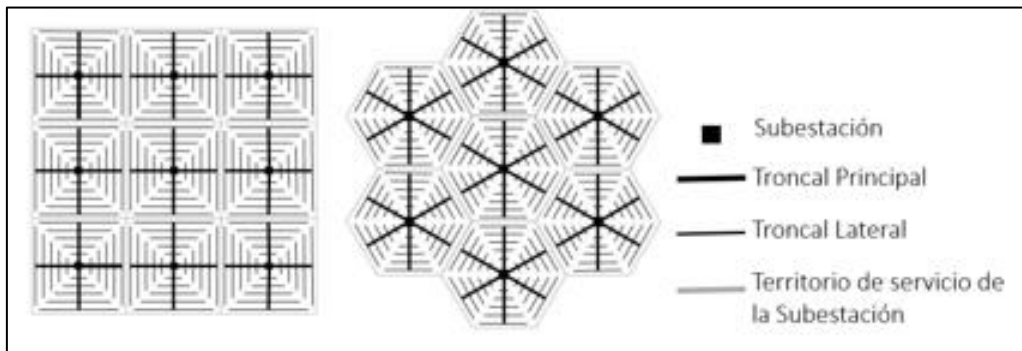
Figura II.1 Alimentador de distribución primaria que muestra los principales componentes y características.



Fuente. Tomado de Brown, (2009)

De acuerdo con Brown, (2009), las trayectorias de los alimentadores deben diseñarse de manera que pasen cerca de todos los usuarios del sistema. Para ello, cada subestación cuenta con varios alimentadores que se distribuyen estratégicamente para cubrir el área de servicio correspondiente. La Figura II.2 muestra un ejemplo donde se utilizan configuraciones geométricas como cuadrados —con cuatro alimentadores por subestación— y hexágonos —con seis alimentadores— para representar los territorios de servicio. No obstante, en la práctica, tanto las rutas de los alimentadores como las áreas atendidas por cada subestación suelen modificarse con el tiempo, generando solapamientos entre zonas y dificultando que se ajusten a figuras geométricas precisas o regulares.

Figura II.2 Disposiciones comunes de rutas de alimentadores en un sistema eléctrico

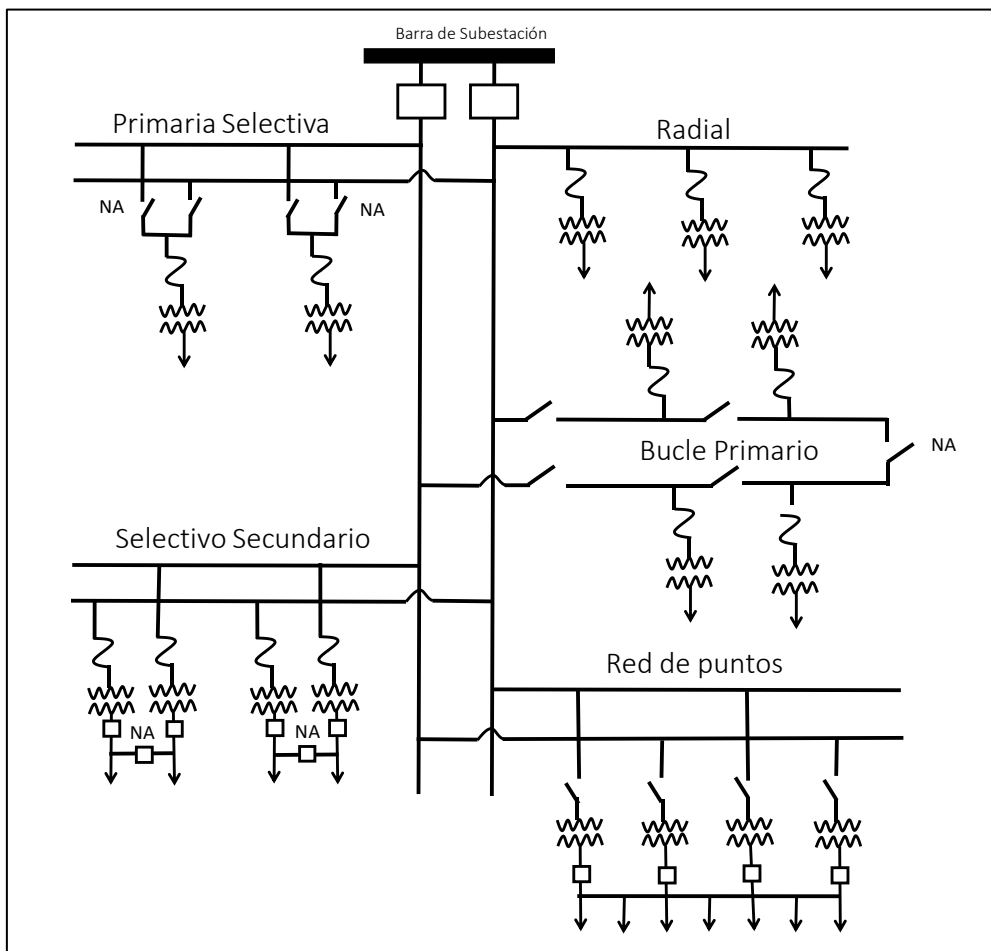


Fuente. Tomado de Brown, (2009)

2.1.1.1. Configuraciones típicas

Brown, (2009), presenta en la Figura II.3 diversos esquemas representativos de sistemas de distribución en media tensión. El diseño más básico consiste en alimentadores individuales, donde cada usuario está conectado únicamente a uno de ellos. En este tipo de sistema —conocido como configuración radial— no existen enlaces entre alimentadores, por lo que una falla provoca la interrupción del suministro a todos los clientes situados aguas abajo hasta que el problema sea resuelto. Esta disposición se utiliza con frecuencia en zonas rurales de baja densidad poblacional, donde resulta inviable implementar sistemas más complejos debido a sus costos. Una alternativa ligeramente más avanzada es el sistema en lazo primario, en el cual dos alimentadores se conectan en sus extremos mediante un interruptor normalmente abierto. Esta estructura mejora la confiabilidad del suministro, ya que en caso de falla, es posible reconfigurar el sistema abriendo un interruptor antes de la falla y cerrando el interruptor de enlace, permitiendo así el restablecimiento del servicio a la mayoría de los usuarios, excepto aquellos que se encuentran exactamente en el tramo donde ocurrió el evento.

Figura II.3 Sistemas típicos de distribución primaria



Fuente. Tomado de Brown, (2009)

Según Brown, (2009), es común que los sistemas de distribución cuenten con varios interruptores de enlace que conectan distintos alimentadores entre sí. Estas configuraciones, aunque permiten interconexión, siguen operando con una lógica radial y se conocen como redes con operación radial. Algunos tipos de usuarios, especialmente aquellos que requieren mayor continuidad en el suministro, necesitan un nivel de confiabilidad superior al que ofrece un solo alimentador. Para estos casos, se emplea el esquema de servicio selectivo en media tensión, donde cada cliente está vinculado a un alimentador principal y a uno de respaldo. En caso de que el alimentador principal falle, un interruptor de transferencia actúa automáticamente, desconectando la fuente afectada y estableciendo la conexión con el alimentador alternativo.

2.1.2. Fundamentos del análisis de sistemas eléctricos en magnitudes p.u

El análisis de sistemas eléctricos de potencia requiere la utilización de un método que permita simplificar los cálculos de las diferentes variables eléctricas, como tensiones, corrientes, potencias y las características de los elementos de la red (resistencias, reactancias, etc.). Uno de los métodos más empleados es el sistema por unidad (P.U.), que consiste en la normalización de magnitudes reales con respecto a valores base predefinidos. A continuación, se describen las principales ecuaciones que se utilizan en este contexto:

- **Impedancia Base (Z_{base}):** Esta ecuación calcula la impedancia base del sistema, que es un valor de referencia utilizado para normalizar las impedancias en sistemas eléctricos. Se obtiene de dividir el cuadrado de la tensión base entre la potencia base del sistema (en MVA).

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base_MVA}} \quad \text{Ecuación II.1}$$

- **Corriente Base (I_{base}):** La corriente base es el valor de referencia de corriente en el sistema, calculado dividiendo la potencia base entre la tensión base multiplicada por la raíz de tres. Este valor es clave para la conversión de corrientes reales a valores por unidad.

$$I_{base} = \frac{S_{base_MVA}}{\sqrt{3} * V_{base}} \quad \text{Ecuación II.2}$$

- **Carga activa en p.u:** Esta ecuación normaliza la carga activa en MW dividiéndola entre la potencia base. Así, la carga se expresa en términos por unidad (P.U.), lo que facilita su manejo en cálculos de sistemas eléctricos.

$$Carga_{MW_pu} = \frac{Carga_{MW}}{S_{base_MVA}} \quad \text{Ecuación II.3}$$

- **Carga reactiva en p.u:** Similar a la ecuación anterior, esta fórmula normaliza la carga reactiva en MVAR con respecto a la potencia base, permitiendo trabajar con valores normalizados.

$$Carga_{MVAR_pu} = \frac{Carga_{MVAR}}{S_{base_MVA}} \quad \text{Ecuación II.4}$$

- **Resistencia en p.u:** Calcula la resistencia en por unidad dividiendo la resistencia real (R_{Ω}) entre la impedancia base (Z_{base}). Esto simplifica los análisis de flujo de potencia y cortocircuito en sistemas eléctricos.

$$R_{\Omega_pu} = \frac{R_{\Omega}}{Z_{base}} \quad \text{Ecuación II.5}$$

- **Reactancia en p.u:** Similar a la resistencia, esta ecuación normaliza la reactancia (X_{Ω}) del sistema en unidades por unidad, dividiéndola entre la impedancia base.

$$X_{\Omega_pu} = \frac{X_{\Omega}}{Z_{base}} \quad \text{Ecuación II.6}$$

- **Conductancia:** La conductancia entre dos nodos i y j en el sistema se calcula utilizando las resistencias y reactancias en por unidad, con el fin de modelar cómo la energía se transfiere entre barras del sistema eléctrico.

$$G_{val}[(i,j)] = \frac{R_{\Omega_pu}[(i,j)]}{R_{\Omega_pu}[(i,j)]^2 + X_{\Omega_pu}[(i,j)]^2} \quad \text{Ecuación II.7}$$

- **Susceptancia:** Esta ecuación calcula la susceptancia del sistema, que es una medida de la capacidad del sistema para almacenar energía reactiva. Se obtiene usando las reactancias y resistencias en por unidad.

$$B_{val}[(i,j)] = \frac{-X_{\Omega,pu}[(i,j)]}{R_{\Omega,pu}[(i,j)]^2 + X_{\Omega,pu}[(i,j)]^2} \quad \text{Ecuación II.8}$$

- **G_matriz:** Contiene los términos de conductancia entre las barras del sistema. En sistemas de distribución, estos valores representan las pérdidas de potencia activa en las líneas debido a la resistencia de los conductores.

$$G_{matriz} = \begin{pmatrix} -G_{val}|1,1| & -G_{val}|1,2| & \dots & -G_{val}|1,N_b| \\ -G_{val}|2,1| & -G_{val}|2,2| & \dots & -G_{val}|2,N_b| \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -G_{val}|N_b,1| & -G_{val}|N_b,2| & \dots & -G_{val}|N_b,N_b| \end{pmatrix}$$

Ecuación II.9

$$G_{matriz}|i,i| = - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{N_b} G_{matriz}|i,j| ; \text{Donde } i = 1,2, \dots,$$

- **B_matriz:** Contiene los términos de susceptancia, que representan el comportamiento de las líneas frente a la potencia reactiva.

$$B_{matriz} = \begin{pmatrix} -B_{val}|1,1| & -B_{val}|1,2| & \dots & -B_{val}|1,N_b| \\ -B_{val}|2,1| & -B_{val}|2,2| & \dots & -B_{val}|2,N_b| \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -B_{val}|N_b,1| & -B_{val}|N_b,2| & \dots & -B_{val}|N_b,N_b| \end{pmatrix}$$

Ecuación II.10

$$B_{matriz}|i,i| = - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{N_b} B_{matriz}|i,j| ; \text{Donde } i = 1,2, \dots, N_b$$

2.1.3. Investigación Operativa y Optimización en Sistemas Eléctricos

Ramos et al., (2014) definen la investigación operativa como el uso de métodos científicos orientados a optimizar procesos, decisiones y la gestión en diversas organizaciones. Su enfoque principal es la formulación de modelos que representen sistemas reales, permitiendo anticipar y evaluar diferentes escenarios estratégicos, considerando tanto la incertidumbre como el riesgo. Esta disciplina busca proporcionar a los responsables de la toma de decisiones herramientas objetivas para establecer políticas y planes de acción. Los especialistas en este campo trabajan en conjunto con quienes toman decisiones para diseñar y perfeccionar operaciones, recopilando información, desarrollando modelos matemáticos, evaluando su efectividad y participando en la puesta en marcha de mejoras. Para ello, combinan conocimientos de matemáticas, ingeniería, ciencias sociales y de la administración, además de implementar soluciones tecnológicas, sistemas de apoyo y servicios especializados.

La investigación operativa tuvo su origen durante la Segunda Guerra Mundial, donde se aplicó en la gestión eficiente de recursos para fines militares, y posteriormente fue adoptada en el ámbito empresarial. Esta disciplina abarca áreas como la optimización, teoría de decisiones, teoría de colas, simulación y teoría de grafos. Por otro lado, herramientas como los algoritmos metaheurísticos, las redes neuronales artificiales y la lógica difusa, aunque relacionadas, suelen ser abordadas desde el campo de la inteligencia artificial y tienen una fuerte conexión con la estadística. Según Ramos et al., (2014), la optimización representa un componente fundamental de la investigación operativa. Se trata del proceso mediante el cual se elige la mejor opción posible entre un conjunto de alternativas, considerando ciertos criterios. Este principio está presente de manera transversal en toda la disciplina. No obstante, muchas de las técnicas propias de este campo se agrupan bajo el concepto de optimización o programación matemática. En general, los problemas de optimización incluyen tres elementos esenciales:

2.1.3.1. Función objetivo

Corresponde a la expresión cuantitativa que se busca optimizar dentro del sistema, ya sea maximizando o minimizando su valor. Algunos ejemplos comunes incluyen: reducir los costos operativos variables en un sistema eléctrico, aumentar las ganancias netas por ventas de productos, minimizar el error cuadrático entre datos observados y estimados, o reducir la cantidad de material utilizado en la fabricación de un objeto.

2.1.3.2. Variables

Son los elementos de decisión cuyo ajuste influye directamente en el valor de la función objetivo. Funcionalmente, se pueden dividir en variables principales o de control (independientes) y variables auxiliares o de estado (dependientes), aunque desde el punto de vista matemático se tratan de igual forma. En un sistema eléctrico, por ejemplo, pueden representar los niveles de generación de energía o los flujos de potencia en las líneas. En un entorno comercial, serían las cantidades de productos producidos o vendidos; y en procesos de manufactura, las dimensiones físicas de los objetos a fabricar.

2.1.3.3. Restricciones

Son las condiciones o límites que deben cumplir las variables del modelo, expresadas mediante ecuaciones o desigualdades. Algunos ejemplos incluyen los límites superior e inferior de generación de una planta eléctrica, la capacidad máxima de producción de una fábrica o las dimensiones iniciales de un material. Resolver un problema de optimización implica encontrar los valores de las variables que permiten alcanzar el mejor resultado posible en la función objetivo, cumpliendo simultáneamente todas las restricciones impuestas.

Los métodos de optimización pueden agruparse, de manera general, en dos categorías: métodos tradicionales o clásicos, que comprenden los algoritmos comúnmente

enseñados en cursos de optimización, y métodos metaheurísticos, los cuales surgieron junto con los avances en inteligencia artificial y se inspiran en procesos naturales simples.

En el primer grupo se encuentran técnicas como la optimización lineal, la programación lineal entera mixta, la optimización no lineal, la estocástica y la dinámica, todas descritas en este documento. Por su parte, los métodos metaheurísticos incluyen algoritmos evolutivos —como los genéticos—, el recocido simulado (simulated annealing), técnicas de búsqueda heurística como el método tabú, la búsqueda aleatoria o la búsqueda avariciosa, así como modelos basados en sistemas multiagente. En términos generales, los métodos clásicos están diseñados para encontrar soluciones óptimas locales y suelen garantizar su convergencia bajo ciertas condiciones, mientras que los metaheurísticos incorporan estrategias que les permiten explorar el espacio de soluciones en busca de óptimos globales, aunque no siempre aseguran su obtención.

La Figura II.4 presenta las formulaciones matemáticas generales de diferentes tipos de problemas clásicos de optimización, los cuales se diferencian según la naturaleza de las funciones involucradas (ya sean lineales o no lineales) y el tipo de variables utilizadas (continuas o discretas).

Figura II.4 Expresiones matemáticas de algunos problemas de optimización

Programación lineal (<i>linear programming</i>) LP	$\min_x c^T x$ $Ax = b$ $x \geq 0$ $x \in \mathbb{R}^n, c \in \mathbb{R}^n, A \in \mathbb{R}^{m \times n}, b \in \mathbb{R}^m$
Programación lineal entera mixta (<i>mixed integer programming</i>) MIP	$\min_x c^T x + d^T y$ $Ax + By = b$ $x, y \geq 0$ $x \in \mathbb{Z}^n, y \in \mathbb{R}^l, c \in \mathbb{R}^n, d \in \mathbb{R}^l$ $A \in \mathbb{R}^{m \times n}, B \in \mathbb{R}^{m \times l}, b \in \mathbb{R}^m$
Programación cuadrática (<i>quadratic programming</i>) QP	$\min_x c^T x + \frac{1}{2} x^T Q x$ $Ax = b$ $x \geq 0$ $x \in \mathbb{R}^n, c \in \mathbb{R}^n, A \in \mathbb{R}^{m \times n}$ $Q \in \mathbb{R}^{n \times n}, b \in \mathbb{R}^m$
Programación no lineal (<i>non linear programming</i>) NLP	$\min_x f(x)$ $g(x) = b$ $h(x) \leq 0$ $l \leq x \leq u$ $f: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ $g, x: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$

Fuente. Tomado de Ramos et al., (2014)

Ramos et al., (2014) señalan que algunas decisiones no pueden representarse adecuadamente mediante variables continuas. Este es el caso de decisiones de tipo discreto, como las relacionadas con inversiones —por ejemplo, la planificación de expansión en generación o redes eléctricas, la adquisición de equipos específicos o la contratación de personal—, o decisiones binarias, como la ubicación de plantas o centros de almacenamiento. Cuando se incorporan este tipo de variables en los modelos, los problemas se clasifican como: programación entera pura (PIP), cuando todas las variables son enteras; programación binaria entera (BIP), si todas las variables toman valores binarios; y programación lineal entera mixta (MIP), cuando el modelo incluye tanto variables enteras o binarias como continuas. Además, existen variantes de problemas de optimización que no se ajustan completamente a este esquema. Por ejemplo:

Sistemas de ecuaciones lineales – no lineales

En estos casos no hay una función objetivo definida, y el objetivo es simplemente encontrar una solución factible que cumpla con todas las restricciones impuestas.

Optimización sin restricciones

Aquí se busca identificar el valor mínimo o máximo de una función sin considerar limitaciones externas. Algunas de las técnicas empleadas en programación no lineal se centran en este tipo de problemas.

Optimización multiobjetivo

Este enfoque considera la existencia de más de una función objetivo, que generalmente están en conflicto entre sí. El reto consiste en encontrar un equilibrio entre objetivos que compiten. Esta clase de problemas se estudia dentro del marco de la toma de decisiones multicriterio (MCDM, por sus siglas en inglés).

2.1.3.4. Programación matemática

Castillo et al., (2002) describen la programación matemática como una herramienta de modelado altamente efectiva utilizada para apoyar la toma de decisiones. El abordaje de un problema de este tipo comienza por la identificación de las decisiones posibles, lo que implica definir las variables específicas del caso. A continuación, se debe determinar cuáles de esas decisiones son viables, lo que da lugar al establecimiento de un conjunto de restricciones que reflejan las condiciones del problema. En una tercera etapa, se evalúa el valor —ya sea en términos de costos o beneficios— asociado a cada decisión factible. Esto requiere definir una función objetivo que asocie un resultado cuantificable a cada combinación de valores de las variables. Todos estos elementos en conjunto constituyen la formulación de un problema de optimización.

Programación Lineal

La programación lineal, según Castillo et al., (2002), se centra en modelos cuya función objetivo y restricciones son exclusivamente lineales. Esta rama forma parte de la programación matemática y representa una de las áreas más relevantes dentro de la matemática aplicada. Su uso es amplio y se extiende a disciplinas como la ingeniería, la economía, la administración y diversas ciencias e industrias. Para formular un problema de programación lineal, es esencial considerar cuatro elementos fundamentales:

- Un conjunto definido de datos del problema,
- Las variables implicadas y sus respectivos dominios,
- Las restricciones lineales que definen el espacio de soluciones factibles, y
- Una función lineal que se desea optimizar, ya sea minimizándola o maximizándola.

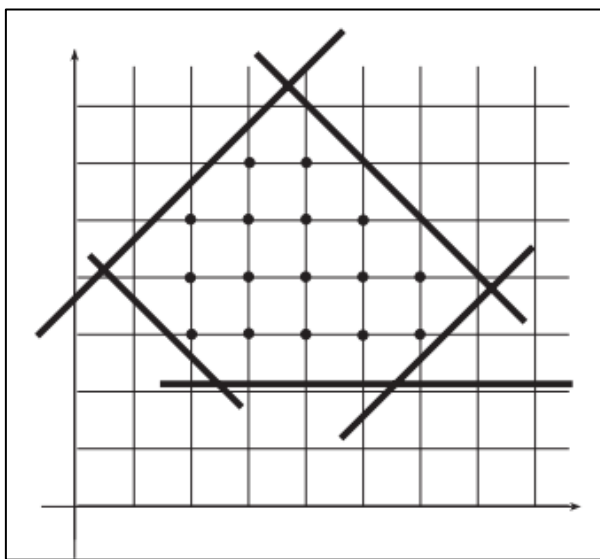
Castillo et al., (2002) explican que el propósito principal de la programación lineal es encontrar el valor óptimo —ya sea mínimo o máximo— de una función lineal que depende de n variables, sujeta a un conjunto de restricciones también lineales, ya sea en forma de igualdades o desigualdades. De manera formal, se define como el proceso de optimización de una función lineal. La característica fundamental que distingue a este tipo de problemas frente a otros en el ámbito de la optimización es que tanto la función objetivo como las restricciones deben ser completamente lineales. La inclusión de una sola función no lineal impediría clasificar el modelo como un problema de programación lineal.

Programación Lineal Entera Mixta

Según lo señalado por Castillo et al., (2002) un problema de programación lineal entera mixta es un caso particular dentro de la programación lineal en el que ciertas variables están restringidas a tomar únicamente valores enteros. Si estas variables, además, solo pueden tomar los valores 0 o 1, el modelo se clasifica como programación

lineal entera mixta 0/1 (PLEM 0/1). En cambio, si todas las variables deben ser enteras, el problema se denomina programación lineal entera estricta (PLEE). En el campo de la ingeniería, los modelos más comunes son los de tipo PLEM, ya que ofrecen un marco flexible y eficaz para representar y resolver una amplia gama de problemas técnicos. En la Figura II.5 se ilustra un conjunto de soluciones factibles para un problema PLEE, en el que los puntos viables están representados mediante círculos.

Figura II.5 Conjunto de soluciones de un PLEM (puntos asociados a círculos)



Fuente. Tomado de Castillo et al., (2002)

Lenguaje de Programación Julia

El lenguaje de programación Julia ha sido diseñado para reducir significativamente el compromiso habitual entre rendimiento y facilidad de desarrollo. Ofrece un entorno único que combina alta productividad para el desarrollo rápido de prototipos con una eficiencia suficiente para aplicaciones que requieren gran capacidad de procesamiento. En esencia, Julia es un lenguaje dinámico y versátil, especialmente adecuado para tareas de computación científica y numérica, y alcanza niveles de rendimiento cercanos a los obtenidos con lenguajes de programación tradicionales de tipado estático. JULIA, (n.d.),

JULIA, (n.d.), Julia tiene como objetivo crear una combinación sin precedentes de facilidad de uso, potencia y eficiencia en un solo idioma. Además de lo anterior, algunas ventajas de Julia sobre sistemas comparables incluyen:

- Gratis y de código abierto
- Alto rendimiento: Julia es un lenguaje compilado que genera código altamente optimizado para el rendimiento, comparable con el de C.
- Sintaxis simple y expresiva: Julia tiene una sintaxis que es fácil de aprender para los usuarios de otros lenguajes de programación técnicos.
- Tipado dinámico y estático: Julia permite escribir código en un estilo dinámico similar a Python, pero también soporta la declaración explícita de tipos para mejorar el rendimiento y la seguridad del código.
- Multiparadigma: Julia admite programación imperativa, funcional y orientada a objetos.
- Bibliotecas y ecosistema: Julia tiene una amplia gama de bibliotecas para matemáticas, estadísticas, aprendizaje automático, procesamiento de datos y más.
- Interoperabilidad: Julia puede llamar a funciones de C, Fortran, Python, y otros lenguajes sin la necesidad de un envoltorio adicional.

Paquete JUMP

JUMP es un lenguaje de modelado especializado en problemas de optimización matemática, desarrollado específicamente para integrarse con el lenguaje de programación Julia JUMP, (n.d.). Esta herramienta permite formular modelos de manera eficiente y actualmente es compatible con múltiples solucionadores, tanto comerciales como de código abierto.

Entre los tipos de problemas que puede abordar se encuentran la programación lineal, la programación entera mixta, así como problemas cónicos de segundo orden, semidefinidos y no lineales.

- Interfaz de alto nivel: JuMP permite a los usuarios describir modelos de optimización de manera algebraica utilizando una sintaxis intuitiva y expresiva.
- Compatibilidad con múltiples solvers: JuMP es compatible con una variedad de solvers de optimización, tanto de código abierto como comerciales, incluyendo Gurobi, CPLEX, Ipopt, GLPK, y más.
- Alto rendimiento: JuMP está diseñado para ser eficiente y puede manejar problemas de gran escala.
- Integración con Julia: JuMP se beneficia de la velocidad y las capacidades del lenguaje Julia, permitiendo la manipulación y el análisis de datos de manera eficiente dentro del mismo entorno.
- Extensibilidad: Los usuarios pueden extender la funcionalidad de JuMP y personalizar sus modelos según sea necesario.

2.2. Marco conceptual: Definición de términos o conceptos

2.2.1. Variables de Optimización

Define las variables que se utilizarán en el modelo de optimización, como la ubicación de los bancos de condensadores y su capacidad. Además, se deben incluir las variables binarias para indicar si se instalan o no bancos de condensadores en cada ubicación.

2.2.2. Conceptos básicos de Potencia

Según Giovanni & Molano, (2008) cuando en un sistema eléctrico solo existen cargas de tipo resistivo, la corriente y la tensión están sincronizadas en fase, lo que permite que toda la energía suministrada se transforme en trabajo útil. Esta forma de energía se conoce como potencia activa. Sin embargo, cuando se trata de cargas de naturaleza inductiva, parte de la energía no se convierte directamente en trabajo, sino que se almacena temporalmente en un campo magnético, oscilando entre la fuente y la carga. Esta energía no productiva se denomina potencia reactiva, y es fundamental para el proceso de magnetización de este tipo de dispositivos.

2.2.3. Potencia Activa

Aguayo, (2022) señala que la potencia activa representa la capacidad real de un circuito para transformar energía eléctrica en formas útiles de trabajo, como energía mecánica o calor. En sistemas de corriente alterna con cargas puramente resistivas, la corriente fluye en fase con la tensión, lo que posibilita una conversión completa de energía sin retorno al sistema. La potencia activa, por tanto, equivale a la diferencia vectorial entre la potencia aparente (S , medida en kVA) y la potencia reactiva (Q , medida en kVAr), es decir: $kW = kVA - kVAr$ (Diferencia vectorial)

2.2.4. Potencia Reactiva

También según Aguayo, (2022) la potencia reactiva se caracteriza por su naturaleza oscilatoria, y cuando no contiene armónicos, su valor medio es cero. Esta potencia no se convierte en trabajo útil, sino que se utiliza para establecer campos eléctricos y magnéticos en los elementos reactivos del circuito, como bobinas y capacitores. En cargas reactivas ideales, la corriente se encuentra desfasada 90 grados respecto a la tensión, lo que implica que la energía circula sin consumirse, almacenándose en forma de campos magnético o eléctrico. Por ello, se le denomina también potencia sin vatios.

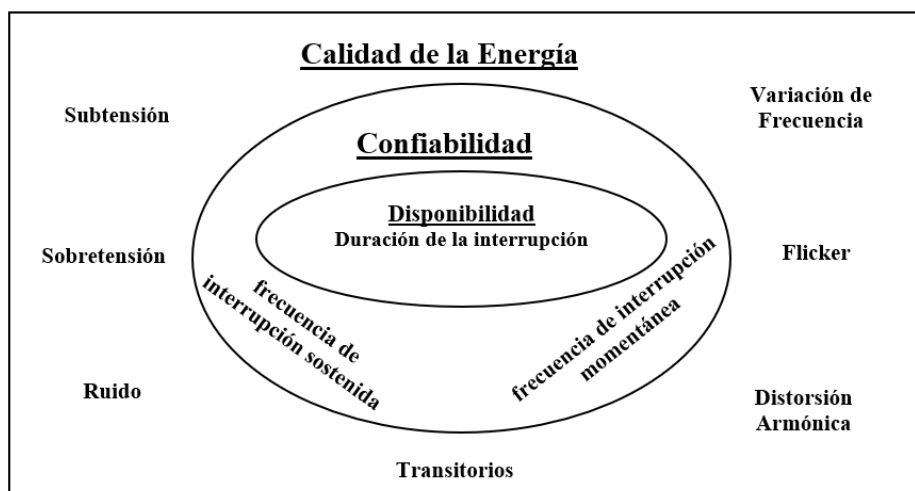
2.2.5. Condensador

Brown, (2009) explica que los condensadores, o capacitores, son dispositivos diseñados para suministrar potencia reactiva, especialmente para compensar los efectos de cargas inductivas como motores eléctricos. Su aplicación adecuada puede mejorar el perfil de voltaje, disminuir las pérdidas en el sistema y aumentar la capacidad del sistema de distribución para suministrar potencia activa (kW). En condiciones de baja demanda, se emplean capacitores fijos, mientras que en condiciones de alta demanda se activan capacitores conmutados, los cuales funcionan automáticamente según parámetros como temperatura, tiempo, corriente, tensión, potencia reactiva o factor de potencia.

2.2.6. Confiabilidad

De acuerdo con Brown, (2009), la disponibilidad se refiere al porcentaje de tiempo durante el cual una fuente de voltaje permanece operativa sin interrupciones. Su opuesto, la indisponibilidad, indica el tiempo en que dicha fuente está fuera de servicio. Ambos conceptos forman parte del análisis de confiabilidad, siendo la disponibilidad un subconjunto de esta última. En términos jerárquicos, la calidad de la energía abarca la confiabilidad, y esta a su vez contiene la disponibilidad. Mientras la calidad aborda cualquier desviación de una onda sinusoidal ideal, la confiabilidad se enfoca en las interrupciones, y la disponibilidad cuantifica la probabilidad de estar en estado no operativo.do interrumpido.

Figura II.6 Jerarquía de calidad, confiabilidad y disponibilidad de la energía



Fuente. Tomado de Brown, (2009)

2.2.7. Confiabilidad

Según Brown, (2009), la confiabilidad en los sistemas de distribución eléctrica está estrechamente vinculada a la ocurrencia de fallas tanto en los equipos como en el suministro a los usuarios finales. En condiciones operativas normales, todos los componentes activos del sistema, con excepción de los equipos de reserva, se mantienen energizados, al igual que todos los clientes. Sin embargo, tanto los eventos planificados como los imprevistos pueden alterar estas condiciones, generando interrupciones en el servicio.

2.2.8. Interrupciones

Brown, (2009), indica que una interrupción se refiere a la pérdida del suministro de voltaje que afecta a un cliente, y puede clasificarse como momentánea o prolongada. Estas situaciones están directamente relacionadas con la confiabilidad del sistema. Las interrupciones pueden ser programadas, cuando se anuncian previamente —por ejemplo, para realizar mantenimientos—, o no programadas, cuando se deben a eventos imprevistos como fallas o contingencias.

2.3. Marco Normativo

2.3.1. Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)

De acuerdo con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), emitida por el Ministerio de Energía y Minas del Perú, (2011), el propósito principal de esta normativa es definir los estándares mínimos de calidad que deben cumplir los servicios eléctricos, incluyendo el alumbrado público. Asimismo, establece las responsabilidades tanto de las empresas eléctricas como de los usuarios que operan bajo el marco legal de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N.º 25844). Su cumplimiento es obligatorio para todas las actividades reguladas de generación, transmisión y distribución eléctrica. El control de la calidad del servicio eléctrico abarca los siguientes componentes:

a) Calidad de Producto:

- Niveles de tensión
- Frecuencia
- Perturbaciones como el flícker y las tensiones armónicas.

b) Calidad de Suministro:

- Considera las Interrupciones del suministro.

c) Calidad de Servicio Comercial:

- Atención y trato al cliente
- Canales de atención disponibles
- Exactitud en la medición del consumo.

d) Calidad de Alumbrado Público

- Identificación de deficiencias en el alumbrado

En el contexto de esta investigación, se pondrá especial atención en los aspectos relacionados con la calidad del producto, particularmente los niveles de tensión, así como la calidad del suministro, enfocándose en la ocurrencia de interrupciones dentro del sistema eléctrico.

Calidad de Producto – Tensión

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) emitido por el Ministerio de Energía y Minas del Perú, (2011), establece que la Calidad de Producto entregado al usuario se determina a partir de las desviaciones respecto a los valores permitidos de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega. Esta evaluación se realiza en ciclos mensuales denominados “Períodos de Control”.

Para analizar la calidad de la tensión en un determinado intervalo de medición de quince (15) minutos – denominado intervalo k – se utiliza como indicador la diferencia (ΔV_k) entre el promedio de los valores eficaces instantáneos en el punto de entrega (V_k) y la tensión nominal correspondiente (V_N). Esta diferencia se expresa como un porcentaje de la tensión nominal, y su cálculo se realiza mediante la ecuación II.11.

$$\Delta V_k(\%) = \frac{V_k - V_N}{V_N} * 100\%; \text{ expresada en: } \% \quad \text{Ecuación II.11}$$

Las variaciones permitidas respecto a la tensión nominal en los puntos de entrega de energía, sin importar la etapa del sistema o el nivel de tensión, no deben exceder el $\pm 5.0\%$ del valor nominal establecido. En el caso específico de redes secundarias ubicadas en zonas urbano-rurales o rurales, esta tolerancia se amplía hasta un $\pm 7.5\%$. Se considera que el suministro de energía presenta deficiencia en la calidad cuando la tensión permanece fuera de estos márgenes aceptables durante más del 5% del tiempo total de medición correspondiente al período evaluado.

Calidad de suministro – Interrupciones

La Calidad del Suministro se refiere a la continuidad del servicio eléctrico que reciben los usuarios, y se evalúa en función de las interrupciones que puedan ocurrir. Para medirla, se consideran diversos indicadores que cuantifican tanto la frecuencia como la duración de dichas interrupciones, así como la energía que deja de ser suministrada por

estos eventos. El período de evaluación de las interrupciones, denominado Período de Control, tiene una duración de seis (6) meses calendario.

Una interrupción se define como la pérdida total del servicio eléctrico en un punto de suministro. Estas interrupciones pueden tener diferentes causas, como salidas de operación de equipos del proveedor o de otras instalaciones interconectadas, ya sea por trabajos de mantenimiento, ampliaciones, maniobras planificadas o fallas inesperadas. También se incluyen dentro de esta categoría las interrupciones programadas que han sido notificadas previamente. No se consideran interrupciones, según la normativa, aquellas que tengan una duración inferior a tres (3) minutos, ni las ocasionadas por eventos de fuerza mayor, siempre que estos sean debidamente justificados y validados por la autoridad competente. Para evaluar formalmente la calidad del suministro eléctrico, se utilizan dos indicadores principales, los cuales se calculan en cada semestre dentro del respectivo período de control.

Número total de interrupciones por cliente por semestre (N): Este indicador representa la cantidad total de veces que un cliente experimenta interrupciones en el suministro eléctrico a lo largo de un Período de Control de un semestre. Su cálculo se realiza utilizando la ecuación II.12, y permite evaluar la frecuencia con la que se interrumpe el servicio eléctrico para cada usuario durante ese intervalo de tiempo.

$$N = \text{Número de interrupciones}$$

Ecuación II.12

(expresada en: interrupciones / semestre)

Las interrupciones programadas que se generan como parte de trabajos de ampliación o mejora de redes deben ser consideradas en el cálculo de este indicador, pero con una ponderación del 50% respecto al valor total. Es decir, su impacto se computa parcialmente para reflejar su naturaleza planificada dentro del análisis de calidad del suministro.

Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D): Este indicador corresponde a la suma de las duraciones individuales de todas las interrupciones que ha experimentado un Cliente durante un Período de Control semestral, considerando su ponderación correspondiente. El cálculo se realiza mediante la ecuación II.13, cuyos elementos están detallados en la Tabla II.1, y permite evaluar el tiempo total sin servicio que ha afectado al usuario en ese periodo.

$$D = \sum (K_i * d_i); (\text{expresada en: horas}) \quad \text{Ecuación II.13}$$

Donde:

Tabla II-1. Componentes del indicador (D)

Índice	Descripción
d_i	Es la duración individual de la interrupción i
K_i	Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo: Interrupciones, programadas* por expansión o reforzamiento: $K_i = 0.25$ Interrupciones programadas* por mantenimiento: $K_i = 0.50$ Otras: $K_i = 1$

Fuente. Tomado de (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2011)

Los límites permitidos para los indicadores relacionados con la Calidad del Suministro, según el nivel de tensión al que estén conectados los Clientes, se detallan en las Tablas II.2 y II.3.

Tabla II-2. Número de interrupciones por cliente (N)

Clientes en Muy Alta y Alta Tensión	2 interrupciones/semestre
Clientes en Media Tensión	4 interrupciones/semestre
Clientes en Baja Tensión	6 interrupciones/semestre

Fuente. Tomado de (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2011)

Tabla II-3. Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)

Clientes en Muy Alta y Alta Tensión	4 horas/semestre
Clientes en Media Tensión	7 horas/semestre
Clientes en Baja Tensión	10 horas/semestre

Fuente. Tomado de (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2011)

2.3.2. SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

De acuerdo con (Osinermin, 2018), este indicador es utilizado por las empresas eléctricas como una medida de confiabilidad del servicio. El $SAIFI_{MT}$ refleja la frecuencia promedio con la que un cliente experimenta interrupciones sostenidas en el suministro eléctrico dentro de un período determinado. Su cálculo se realiza mediante la siguiente fórmula:

$$SAIFI_{MT} = \frac{\sum N_i}{N_t} = \frac{\text{Total de clientes interrumpidos}}{\text{Total de clientes}} \quad \text{Ecuación II.14}$$

Donde N_i representa la cantidad de usuarios impactados por cada interrupción específica i , N_t corresponde al total de cliente del sistema. El valor de $SAIFI_{MT}$ se expresa en interrupciones por cliente, y comúnmente se evalúa en un periodo anual. Este indicador está definido conforme al estándar IEEE 1366-2012.

2.3.3. SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

Osinermin, (2018), lo define como un indicador de confiabilidad por las empresas eléctricas. $SAIDI_{MT}$ indica la duración total de la interrupción para el cliente promedio durante un periodo de tiempo predefinido, y se calcula como:

$$SAIDI_{MT} = \frac{\sum R_i x N_i}{N_t}$$

Ecuación II.15

$$SAIDI_{MT} = \frac{\textit{Tiempo total de interrupción de los clientes interrumpidos}}{\textit{Total de clientes}}$$

En esta expresión, R_i corresponde al tiempo requerido para restablecer el servicio tras cada interrupción, mientras que N_t indica la cantidad de usuarios afectados en dicha interrupción. N_t representa el total de clientes del sistema. El indicador $SAIDI_{MT}$ se expresa en unidades de tiempo por cliente, y generalmente se calcula sobre una base anual. Este indicador está definido en el estándar IEEE 1366-2012.

CAPÍTULO III. DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

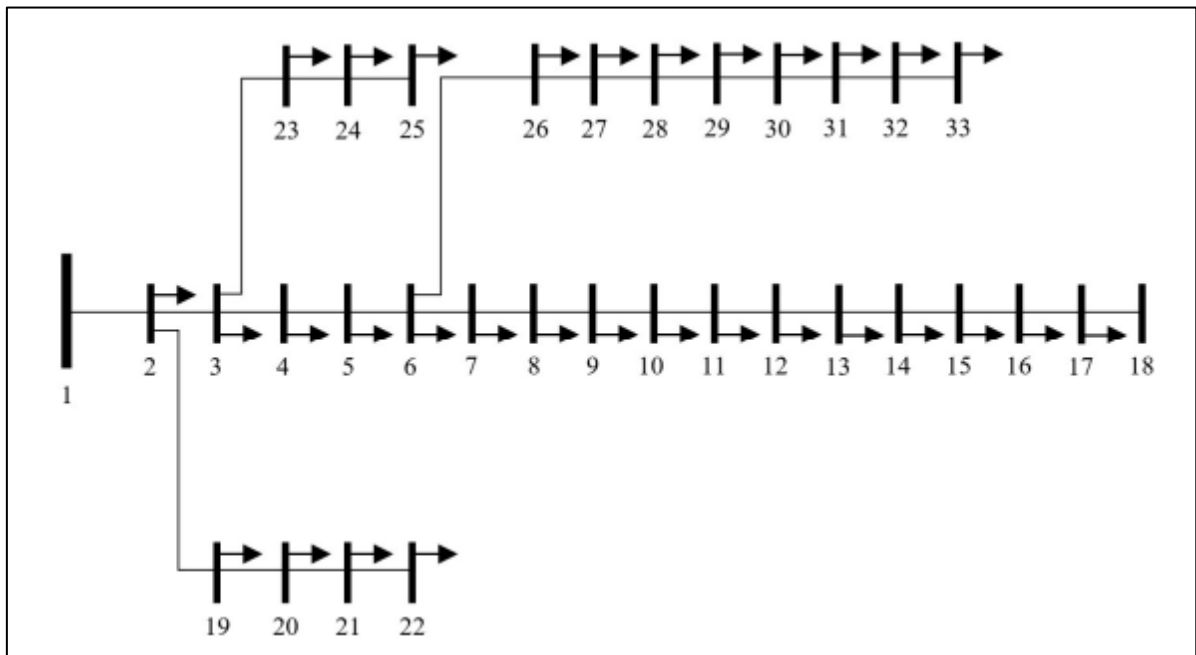
Este capítulo desarrolla el trabajo de investigación para la ubicación óptima de bancos de condensadores mediante programación lineal entera mixta para mejorar la confiabilidad de un sistema eléctrico radial de distribución.

En primer lugar, se presenta los casos de estudio, donde se describe el sistema de prueba utilizado IEEE de 33 barras con demanda constante y un sistema real de 178 barras en la ciudad de Piura, Perú, el cual considera demanda variable por bloques horarios. En segundo lugar, se presenta la nomenclatura de parámetros y variables empleadas para el modelamiento matemático. En tercer lugar, se propone el modelo matemático desarrollado para abordar el problema de optimización, integrando la Programación Lineal Entera Mixta (PLEM) con análisis de confiabilidad basado en la Energía No Suministrada (ENS). Finalmente, se presentan los resultados de las evaluaciones realizadas, donde se analiza la confiabilidad del sistema eléctrico antes y después de la implementación de los bancos de condensadores, así como el impacto económico de la propuesta.

3.1. Casos de estudio

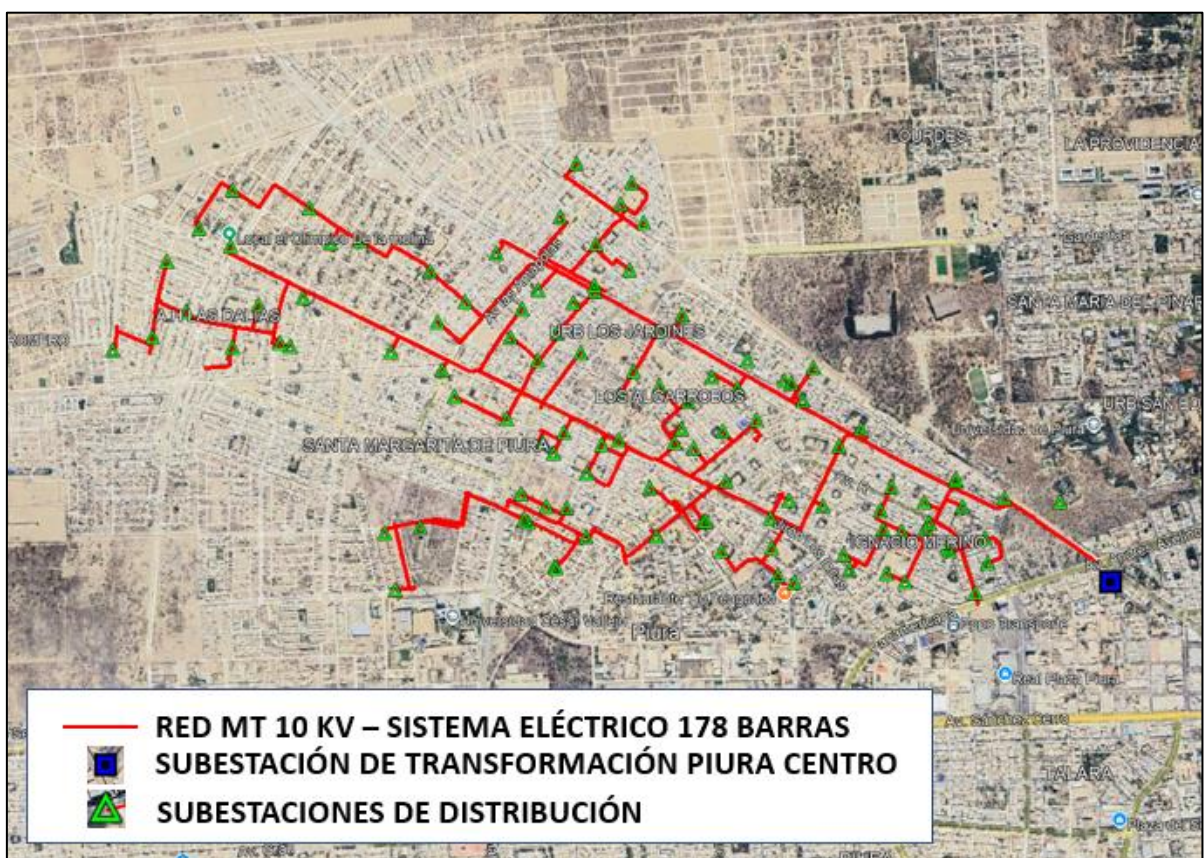
En esta investigación, el modelo propuesto se evalúa en dos sistemas eléctricos radiales de distribución. El primero es un sistema radial IEEE de 33 barras con demanda constante, ampliamente utilizado en estudios de optimización de sistemas eléctricos de distribución. Su aplicación y características técnicas recientes se documentan en la investigación de Isong, et al., (2023), mientras que su topología se detalla en Salinas-Herrera (2021), como se muestra en la Figura III.1.

Figura III.1 Sistema Eléctrico Radial IEEE 33 buses - Unifilar



Fuente. Tomado de (Salinas-Herrera et al., 2021)

Figura III.2 Sistema Eléctrico Radial 178 Barras – Unifilar



Fuente. Información proporcionada por Electronoroeste SA.

El segundo sistema de estudio es un sistema radial de distribución de 178 barras, ubicado en la ciudad de Piura, Perú, diseñado para atender la demanda de un sistema eléctrico real con bloques horarios de consumo. Este sistema permite evaluar la efectividad de la metodología en un entorno real, validando su aplicabilidad bajo condiciones operativas propias de una red urbana de distribución. La Figura III.2 muestra la topología de este sistema, cuya información técnica fue proporcionada el distribuidor eléctrico de Piura, según se detalla en la carta incluida en el Anexo 8.

3.2. Nomenclatura de parámetros y variables

Se define la nomenclatura empleada en el modelado del sistema eléctrico radial de distribución, incluyendo los parámetros de entrada del modelo. En la tabla III-1 se muestran los parámetros de entrada al modelo. Mientras que en la tabla III-2 se muestran los parámetros calculados en base a los parámetros de entrada. Los parámetros calculados directamente son aquellos que se determinan a partir de los parámetros de entrada del modelo y deben expresarse en unidades por unidad (p.u.). Finalmente, en la tabla III-3 se muestran las variables que serán optimizadas por el modelo.

Tabla III-1. Parámetros de entrada para el modelo de optimización

Índice	Descripción
N_b	Número de Barras del Sistema Eléctrico Radial (SER)
N_l	Número de Líneas del Sistema Eléctrico Radial (SER)
S_{base_MVA}	Potencia Base en MVA del Sistema Eléctrico Radial (SER)
V_{base_kV}	Voltaje Base en kV del Sistema Eléctrico Radial (SER)
V_{ref_V}	Voltaje Referencia o Nominal en Voltios del Sistema Eléctrico Radial
V_{ref_pu}	Voltaje Referencia o Nominal en p.u. del Sistema Eléctrico Radial
$Carga_{MW}$	Carga en MW en la barra (i)
$Carga_{MVAR}$	Carga en MVAR en la barra (i)
R_Ω	Resistencia de Línea en Ω entre las barras (i)-(j)
X_Ω	Reactancia de Línea en Ω entre las barras (i)-(j)
λ	Tasa de Fallas entre las barras (i)-(j) en fallas/año*Km
I_{Max}	Corriente Máxima en Amperios según tipo de conductor entre las barras (i)-(j)

Tabla III-2 Parámetros calculados en base a los parámetros de entrada del modelo de optimización

Índice	Descripción
Z_{base}	Impedancia base del Sistema Eléctrico Radial (SER)
I_{base}	Corriente base del sistema Eléctrico Radial (SER)
$Carga_{MW_pu}$	Potencia Activa en MW en p.u. del Sistema Eléctrico Radial (SER)
$Carga_{MVAR_pu}$	Potencia Reactiva en MVAR en p.u. del Sistema Eléctrico Radial (SER)
R_{Ω_pu}	Resistencia de Línea en Ω en p.u. entre las barras (i)-(j)
X_{Ω_pu}	Resistencia de Línea en Ω en p.u. entre las barras (i)-(j)
G_{val}	Conductancia en p.u. entre las barras (i)-(j)
B_{val}	Susceptancia en p.u. entre las barras (i)-(j)
G_{matriz}	Matriz de Conductancia del Sistema Eléctrico Radial (SER)
B_{matriz}	Matriz de Susceptancia del Sistema Eléctrico Radial (SER)

Tabla III-3 Variables del modelo de optimización

Índice	Descripción
θ	Ángulo de fase en la barra (i)
v	Voltaje en la Barra (i) en p.u.
$P_{Gen_MW_pu}$	Potencia Activa de la fuente en MW en p.u entre las barras (i)-(j)
$Q_{Gen_MVAR_pu}$	Potencia Reactiva de la fuente en MVAR en p.u entre las barras (i)-(j)
x	Variable binaria (1 o 0) que indica la presencia o no de Banco de Condensador en la barra (i) para la ubicación óptima de bancos de condensadores
Q_{banco_pu}	Potencia en MVAR en p.u. del banco de condensadores propuesto en la barra (i) para la ubicación óptima de bancos de condensadores

3.3. Esquema metodológico de la investigación

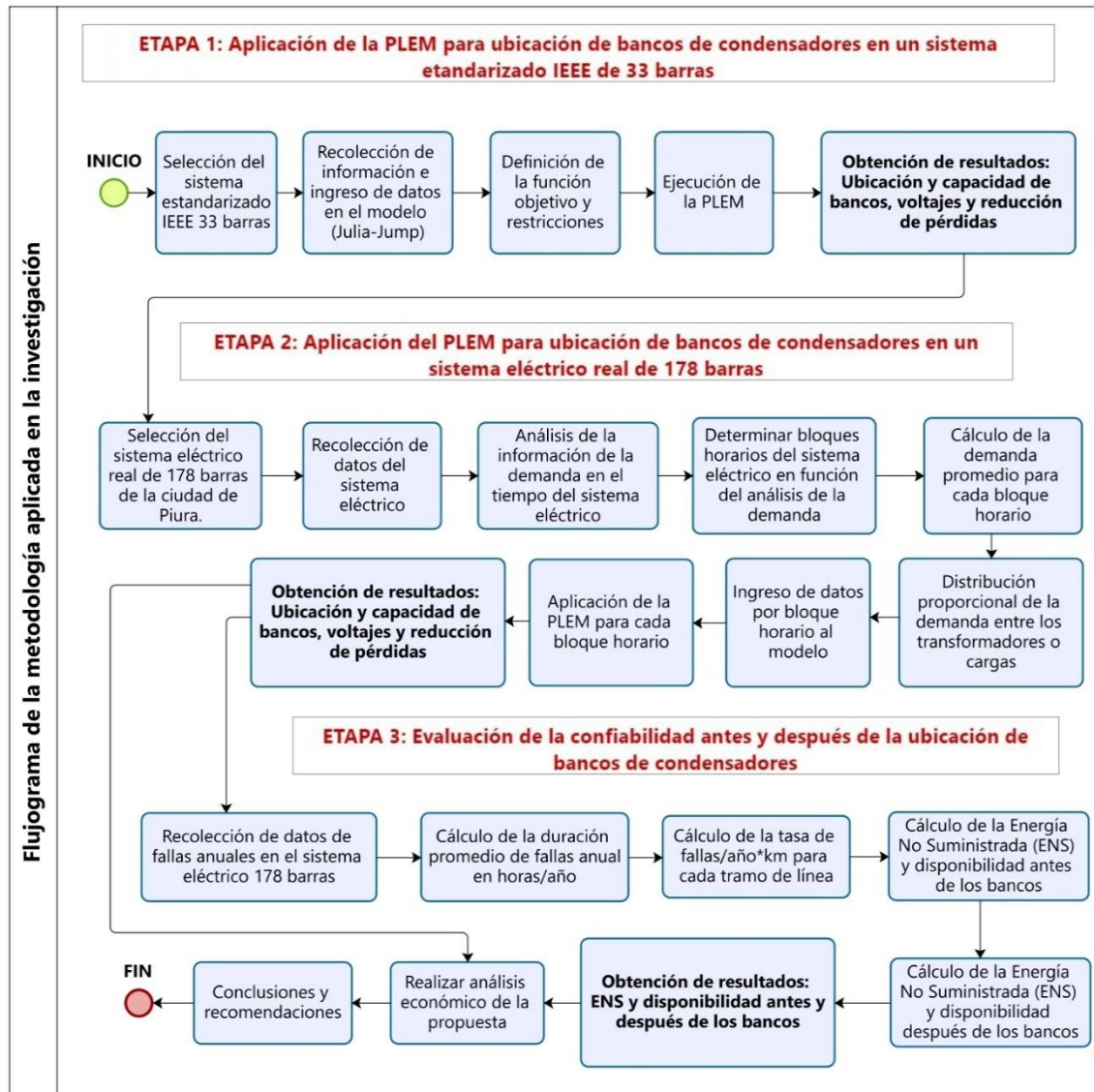
El Esquema Metodológico de la investigación sigue tres etapas fundamentales, aplicando programación lineal entera mixta (PLEM) para optimizar la ubicación de bancos de condensadores y evaluar su impacto en la confiabilidad de un sistema eléctrico. Cada etapa está alineada con los objetivos de la investigación, asegurando un enfoque estructurado y coherente en el desarrollo del estudio. Este proceso se ilustra en la Figura III.3.

Etapla 1: Aplicación de la PLEM en un sistema estándar IEEE 33 barras: Se selecciona el sistema IEEE de 33 barras como caso de estudio inicial. Se recopila información relevante y se ingresan los datos en un modelo de optimización basado en Programación Lineal Entera Mixta (PLEM) en Julia-JuMP. Luego, se define la función objetivo y las restricciones del modelo, se ejecuta la optimización y se obtienen los resultados clave: ubicación y capacidad óptima de los bancos de condensadores, mejoras en los perfiles de voltaje y reducción de pérdidas de potencia.

Etapla 2: Aplicación de la PLEM en un sistema real de 178 barras: Con el modelo propuesto de la Etapa 1, se implementa esta metodología en un sistema eléctrico real de 178 barras en la ciudad de Piura. Se recopilan datos del sistema, se analiza la demanda en el tiempo y se definen bloques horarios para capturar su variabilidad. A continuación, se calcula la demanda promedio por bloque, se ingresan los datos en el modelo y se aplica la PLEM para cada bloque horario. Los resultados obtenidos incluyen la ubicación y capacidad óptima de los bancos, así como los efectos sobre los voltajes y pérdidas de potencia.

Etapla 3: Evaluación de la confiabilidad antes y después de la ubicación de los bancos: Se analizan los datos históricos de fallas del sistema y se calculan indicadores clave de confiabilidad, como la duración promedio de fallas (horas/año), la tasa de fallas (fallas/año·km) y la Energía No Suministrada (ENS) antes y después de la instalación de los bancos de condensadores. Finalmente, se realiza un análisis económico de la propuesta y se presentan conclusiones y recomendaciones.

Figura III.3. Diagrama de flujo del esquema metodológico de la investigación



Fuente: Elaboración propia.

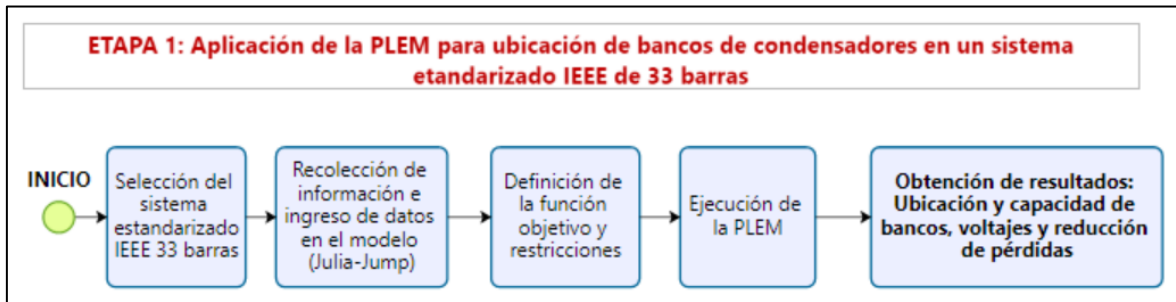
3.4. Modelo para ubicación óptima de bancos de condensadores

3.4.1. Modelo PLEM aplicado a un sistema eléctrico IEEE 33 barras

El diagrama de flujo presentado en la Figura III.4 ilustra el proceso de aplicación del modelo de Programación Lineal Entera Mixta (PLEM) para determinar la ubicación óptima de bancos de condensadores en un sistema eléctrico radial estandarizado IEEE de 33 barras, el cual presenta demanda constante en el tiempo. Los resultados obtenidos serán comparados con los de la investigación de Mohamed El-Saeed et al., (2023), que

analiza diversos métodos de optimización aplicados a dicho sistema eléctrico, con el objetivo de evaluar el impacto de la PLEM en la ubicación óptima de los bancos de condensadores.

Figura III.4 Diagrama de flujo para el modelado de un sistema eléctrico radial de distribución estandarizado IEEE



Fuente: Elaboración propia.

La optimización considera i) la maximización de los ahorros netos anuales generados por la instalación de bancos de condensadores en un sistema eléctrico radial, como se expresa en la ecuación III.1, y ii) la maximización de la sumatoria del Índice Total de Estabilidad de Voltaje (TVSI) correspondiente a cada barra del sistema, según la ecuación III.3.

$$F_1 = K_e \times (P_{La} - P_{Lb}) \times T + \alpha \times \left[C_i \times N_b + C_p \times \sum_{i=1}^{N_B} Q_c(i) \right] + C_o \times N_b \quad \text{Ecuación III.1}$$

La primera parte de la función objetivo, correspondiente a los ahorros netos anuales según la ecuación III.1, es clave para la evaluación técnico-económica viable de la instalación de bancos de condensadores en un sistema eléctrico. Las constantes empleadas en esta función se han tomado de Mohamed El-Saeed et al., (2023), cuyos términos específicos se detallan en la tabla III.4. La expresión se desglosa en dos componentes principales:

Primero, los ahorros por reducción de pérdidas de potencia activa: $K_e \times (P_{La} - P_{Lb}) \times T$, que calculan la disminución en las pérdidas de potencia activa tras la instalación de los bancos de condensadores, multiplicados por el tiempo de operación y un factor de conversión de energía.

Segundo, los costos de instalación y operativos: $\alpha \times [C_i \times N_b + C_p \times \sum_{i=1}^{N_B} Q_c(i)] + C_o \times N_b$, que abarcan los costos asociados con la instalación y operación de los bancos. El primer subtérmino: $\alpha \times [C_i \times N_b]$ corresponde al costo total de instalación ajustado por el factor α ; el segundo subtérmino: $\alpha \times [C_p \times \sum_{i=1}^{N_B} Q_c(i)]$ se refiere al costo total de la capacidad reactiva instalada, también ajustado por α ; y el tercer subtérmino: $C_o \times N_b$ representa los costos operativos anuales de los bancos de condensadores. Por lo tanto, los ahorros netos anuales son el resultado de restar los costos totales de los beneficios obtenidos por la reducción de pérdidas en el sistema eléctrico, ajustados por factores de conversión y ponderación menos los costos de instalación, unidad de potencia reactiva y operación de los bancos de condensadores. En otras palabras, viene dada por la ecuación III.2 la cual se debe “Maximizar”. Donde AEA es el ahorro de energía anual, CI es el costo de instalación, CC es el costo de compra y COA es el costo Operativo Anual.

$$F_1 = AEA - \alpha \times [CI + CC] - COA$$

Ecuación III.2

Tabla III-4 Términos de la expresión ahorros netos anuales

Índice	Descripción
F_1	Ahorros netos anuales
K_e	Costo de la energía.
P_{La}	Pérdidas de potencia activa antes de la instalación de los bancos de condensadores
P_{Lb}	Pérdidas de potencia activa después de la instalación de los bancos de condensadores
T	Tiempo durante el cual se realiza los cálculos
α	Factor de ajuste – Coeficiente de depreciación
C_i	Costo de instalación por banco de condensadores
N_B	Número de bancos de condensadores instalados
C_p	Costos de compra del capacitor
$Q_c(i)$	Capacidad reactiva del i-ésimo banco de condensadores
C_o	Costos de operación del capacitor

Fuente: Elaboración propia

La segunda parte de la función objetivo está relacionada con el índice de estabilidad de voltaje (VSI) según la ecuación III.3 y los términos especificados en la tabla III.5. De acuerdo con Mohamed El-Saeed et al. (2023), el VSI (Voltage Stability Index) es una métrica utilizada en sistemas eléctricos para evaluar la estabilidad de tensión en un nodo específico. Un valor de VSI cercano a cero indica una posible pérdida de estabilidad o condiciones de tensión inestable, mientras que un valor mayor que cero refleja estabilidad en la tensión del nodo. La provisión de soporte de potencia reactiva en los nodos apropiados puede mejorar significativamente la estabilidad del voltaje. Con el índice de estabilidad de voltaje calculado para todas las barras del sistema, excluyendo la barra de referencia (barra 1), se puede obtener el índice total de estabilidad de voltaje (TVSI). Un valor alto del TVSI indica que la mayoría de las barras tienen un VSI cercano a 1, lo cual es deseable, ya que sugiere condiciones estables. Por el contrario, un valor bajo del TVSI indica que muchos nodos tienen un VSI cercano a 0, lo que refleja problemas de estabilidad de voltaje. Por lo tanto, el TVSI debe ser maximizado para asegurar una mayor estabilidad del sistema.

$$VSI[j] = |V_i|^4 - 4 * (P_{eff}[j] * R_{ij} + Q_{eff}[j] * X_{ij}) * [V[i]]^2 - 4 * [P_{eff}[j] * X_{ij} - Q_{eff}[j] * R_{ij}]^2$$

Ecuación III.3

$$F_2 = TVSI = \sum_{j=2}^N VSI[j]$$

Tabla III-5. Términos para el índice de estabilidad de voltaje

Índice	Descripción
$VSI[j]$	Índice de Estabilidad de Voltaje en la barra j
$V[i]$	Magnitud de la tensión en la barra i
P_{eff}	Potencia activa efectiva en la barra j
Q_{eff}	Potencia reactiva efectiva en el nodo j
R_{ij}	Resistencia de la línea entre las barras i - j
X_{ij}	Reactancia de la línea entre las barras i - j
$TVSI$	Índice Total de Estabilidad de Voltaje
j	Índice de la barra, variando desde 2 hasta N (excluyendo la barra de referencia)
N	Número total de barras en el sistema

Fuente: Elaboración propia

Ambas funciones conforman un modelo de optimización, cuyo propósito es lograr un equilibrio entre los beneficios económicos y la mejora de la estabilidad del sistema eléctrico. Este enfoque se formaliza mediante la ecuación III.4, que combina los objetivos de maximizar los ahorros netos anuales y la estabilidad de voltaje en cada barra del sistema.

Función objetivo:

$$Max F_{obj} = \{F_1 + F_2\}$$

Ecuación III.4

Restricciones:

Ecuación de Balance de Potencia Activa

Ecuación III.5

$$P_{Gen_MW_pu}|i| - Carga_{MW_pu}|i| - \sum_{j=1}^{N_B} v|i| * v|j| * [G_{Matriz}|i,j| * \cos(\theta|i| - \theta|j|) + B_{Matriz}|i,j| * \sin(\theta|i| - \theta|j|)] = 0$$

Ecuación de Balance de Potencia Reactiva

Ecuación III.6

$$Q_{Gen_MVAR_pu}|i| - Carga_{MVAR_pu}|i| + x * Q_{Banco_pu}|i| - \sum_{j=1}^{N_B} v|i| * v|j| * [G_{Matriz}|i,j| * \sin(\theta|i| - \theta|j|) - B_{Matriz}|i,j| * \cos(\theta|i| - \theta|j|)] = 0$$

Restricción para el ángulo de cada barra

Ecuación III.7

$$\theta|1| = \theta_{referencia}$$
$$-\theta_{min} \leq \theta|i| \leq \theta_{max} \forall i \in \{2,3, \dots, N_b\}$$

Restricción para la tensión de cada barra

Ecuación III.8

$$v|1| = V_{referencia}$$
$$V_{min} \leq v|i| \leq V_{max} \forall i \in \{2,3, \dots, N_b\}$$

Restricción para la Potencia Activa de la fuente de cada barra

Ecuación III.9

$$0 \leq P_{Gen_MW_pu}|1| \leq P_{Gen_MW_pu_max}|1|$$
$$P_{Gen_MW_pu}|i| = 0, \forall i \in \{2,3, \dots, N_b\}$$

Restricción para la Potencia Reactiva de la fuente de cada barra

Ecuación III.10

$$0 \leq Q_{Gen_MVAR_pu}|1| \leq Q_{Gen_MVAR_pu_max}|1|$$

$$Q_{Gen_MVAR_pu}|i| = 0, \forall i \in \{2, 3, \dots, N_b\}$$

Restricción para la sumatoria de bancos de condensadores a instalar

Ecuación III.11

$$\sum_{i=1}^{N_b} Q_{banco}|i| \leq Q_{Gen_MVAR_pu}|1|$$

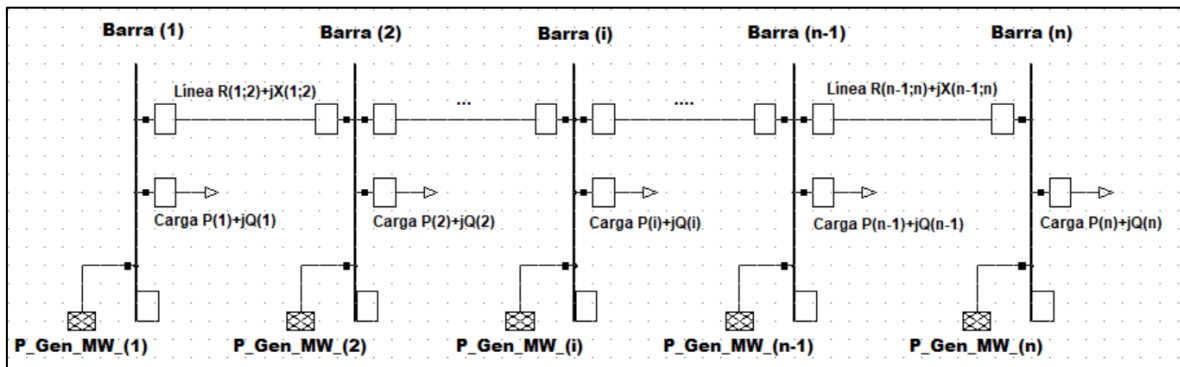
Restricciones para las capacidades máximas y mínimas de los bancos de condensadores a instalar

Ecuación III.12

$$Q_{banco_{pu_min}} * x[i] \leq Q_{banco_{pu}}|i| \leq Q_{banco_{pu_max}} * x[i]$$

Para ilustrar estas ecuaciones que describen el balance de flujo de potencia en el sistema eléctrico, se ha desarrollado un sistema eléctrico radial simplificado, mostrado en la Figura III.5. Debido a su naturaleza intrínsecamente no lineal, estas restricciones deben ser formuladas como restricciones no lineales en el entorno de programación Julia-JuMP.

Figura III.5. Unifilar de un Sistema Eléctrico Radial simple



Fuente: (Nguyen et al., 2021)

Las restricciones según la ecuación III.5 y III.6 representan los balances de potencia activa y reactiva en una barra “i” de un sistema eléctrico de potencia. La primera ecuación establece que la potencia activa generada menos la carga en la barra debe igualarse a la suma de las potencias activas intercambiadas con las demás barras,

calculadas en función de las magnitudes de tensión, los ángulos de fase y los elementos de la matriz de admitancia del sistema (G y B). De manera similar, la segunda ecuación describe el balance de potencia reactiva, incluyendo la contribución de los bancos de condensadores, donde las interacciones entre barras también dependen de las tensiones, ángulos y la admitancia, pero con una relación trigonométrica diferente.

Las restricciones según la ecuación III.7 y III.8, establece que el ángulo de fase y la tensión en por unidad de la barra 1 debe tener un valor inicial, lo que sirve como punto de referencia para los ángulos de fase y tensiones en por unidad de las demás barras del sistema. Las desigualdades $-\theta_{min} \leq \theta|i| \leq \theta_{max}$ y $V_{min} \leq v|i| \leq V_{max} \forall i \in \{2,3, \dots, N_b\}$, limitan los ángulos de fase de las barras y las tensiones en por unidad restantes a un rango seguro y estable. La restricción según la ecuación III.9 y III.10 establecen que la potencia activa y reactiva generada en la barra 1, debe estar dentro de un rango específico, desde cero hasta su capacidad máxima permitida. En contraste, las ecuaciones $P_{Gen_MW_pu}|i| = 0$ y $Q_{Gen_MVAR_pu}|i| = 0, \forall i \in \{2,3, \dots, N_b\}$, indican que las demás barras del sistema no generan ni potencia activa ni reactiva dada su naturaleza radial. Estas restricciones aseguran que la generación de potencia esté concentrada en la barra 1.

Las restricciones III.11 y III.12 son esenciales para asegurar que la instalación de bancos de condensadores sea eficiente y contribuya a mejorar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico cumpliendo con todas las restricciones establecidas anteriormente. Se establece respectivamente que la suma total de la potencia reactiva proporcionada por todos los bancos de condensadores instalados en el sistema no debe exceder la capacidad de generación de potencia reactiva de la barra 1, garantizando que la compensación reactiva ofrecida por los bancos de condensadores sea manejable dentro de los límites del sistema. Mientras que la siguiente restricción define los límites en la capacidad del banco de condensadores a instalar en una barra específica. Aquí, $x[i]$ es una variable binaria que indica si se instala o no un banco de condensadores en la barra i . Si $x[i] = 1$, la capacidad

de compensación reactiva del banco en la barra i debe estar entre un valor mínimo y un valor máximo permitido; si $x[i] = 0$, significa que no se instala un banco de condensadores en esa barra, por lo que $Q_{banco_{pu}}[i] = 0$.

3.4.2. Cálculo de flujos de potencia y pérdidas en el sistema eléctrico

En esta parte, se presentan las expresiones matemáticas utilizadas para el cálculo del flujo de potencia activa y reactiva, las pérdidas de potencia y la corriente en las líneas del sistema eléctrico. Estas ecuaciones, que corresponden a las ecuaciones III.13 a III.18, se obtienen a partir de los valores de las variables previamente determinados en el proceso de optimización y en función de las restricciones impuestas en el sistema. A continuación, se describen en detalle las ecuaciones y su aplicación técnica:

La ecuación de flujo de potencia activa entre las barras " i " y " j " de un sistema eléctrico, presentada en la ecuación III.13, describe la transferencia de potencia activa en función de las magnitudes de los voltajes en las barras, las conductancias y susceptancias mutuas de las líneas que las conectan, representadas por la matriz de admitancia. Esta ecuación considera las diferencias de ángulos de fase entre las barras, lo que afecta directamente la dirección y magnitud del flujo de potencia activa. Por otro lado, la ecuación de flujo de potencia reactiva entre las mismas barras, mostrada en la ecuación III.14, sigue un enfoque similar al de la potencia activa, con la diferencia de que los términos trigonométricos intercambian su función. Esta diferencia refleja la dependencia de la potencia reactiva en relación con los ángulos de fase. El flujo de potencia reactiva desempeña un papel esencial en el mantenimiento de los niveles de voltaje dentro del sistema, impactando de manera directa la estabilidad del voltaje.

Flujo de potencia activa entre barras (i)-(j)

Ecuación III.13

$$P_{flujo_MW_pu}|i,j| = v|i| * v|j| ** [G_{Matriz}|i,j| * \cos(\theta|i| - \theta|j|) + B_{Matriz}|i,j| * \sin(\theta|i| - \theta|j|)] - G_{Matriz}|i,j| * v|i|^2$$

Flujo de potencia reactiva entre barras (i)-(j)

Ecuación III.14

$$Q_{flujo_MVAR_pu}|i,j| = v|i| * v|j| ** [G_{Matriz}|i,j| * \sin(\theta|i| - \theta|j|) - B_{Matriz}|i,j| * \cos(\theta|i| - \theta|j|)] + B_{Matriz}|i,j| * v|i|^2$$

La ecuación que permite calcular la magnitud de la corriente que fluye entre las barras “i” y “j” viene dada por la ecuación III.15, y considera los flujos de potencia activa y reactiva en proporción a los voltajes de las barras. Este parámetro es esencial para garantizar que las corrientes que fluyen por las líneas no excedan los límites de diseño, lo que podría comprometer la estabilidad y seguridad del sistema.

Corriente de líneas entre barras (i)-(j)

Ecuación III.15

$$I_{linea_pu}|i,j| = \sqrt{\left(\frac{P_{flujo_MW_pu}|i,j|}{v|i|}\right)^2 + \left(\frac{Q_{flujo_MVAR_pu}|i,j|}{v|i|}\right)^2}$$

Por otro lado, las pérdidas de potencia activa en las líneas del sistema eléctrico están dadas por la ecuación III.16 y cuantifica las pérdidas de potencia activa en una línea en función de los flujos de potencia activa y reactiva, las resistencias de la línea, y las magnitudes de los voltajes. El cálculo de estas pérdidas es importante para evaluar la eficiencia del sistema, ya que la reducción de pérdidas contribuye directamente a los ahorros de energía. Por otro lado, las pérdidas totales del sistema eléctrico están dadas por la ecuación 3.17 que corresponde a la suma de las pérdidas en todas las líneas del sistema eléctrico. Las pérdidas totales son clave para evaluar la eficiencia general del sistema y representan el parámetro que debe ser minimizado mediante la optimización de

la ubicación y capacidad de los bancos de condensadores. Estas ecuaciones proporcionan las bases matemáticas necesarias para comprender el comportamiento del sistema eléctrico y evaluar los impactos de las mejoras propuestas en la optimización de su rendimiento.

Pérdidas de potencia activa barras (i)-(j)

Ecuación III.16

$$P_{loss_MW_pu}|i,j| = \frac{(P_{flujo_MW_pu}|i,j|^2 + Q_{flujo_MVAR_pu}|i,j|^2)}{v|i|^2} * R_{\Omega_pu}|i,j|$$

Pérdidas totales de línea del sistema eléctrico

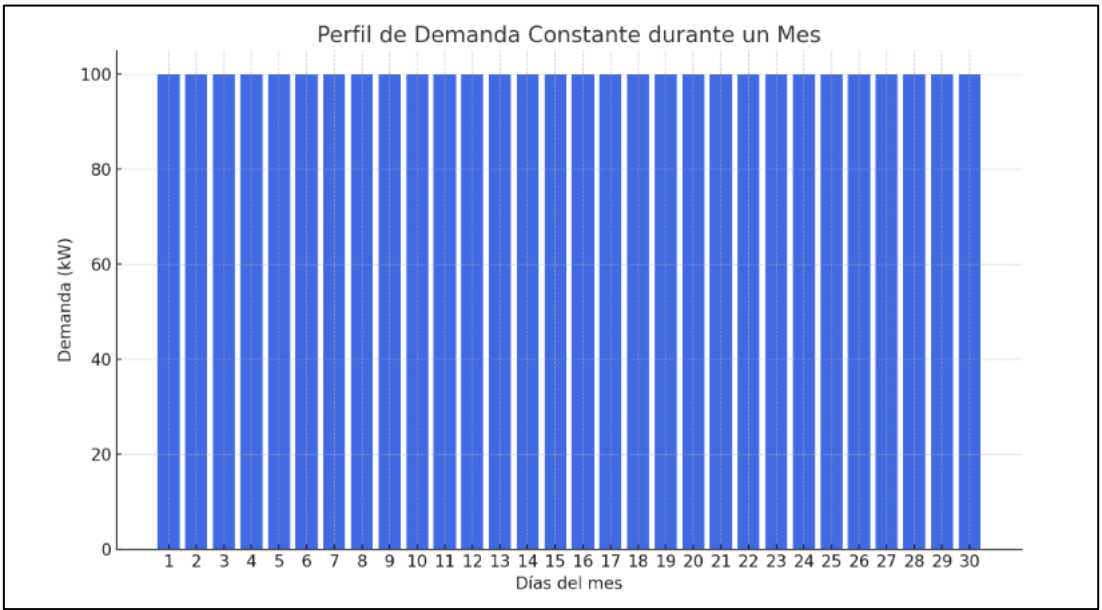
Ecuación III.17

$$Total_loss = \left[\sum_{N_l} P_{loss_MW_pu}|i,j| \right]$$

3.4.3. Modelo PLEM aplicado a un sistema eléctrico real 178 barras

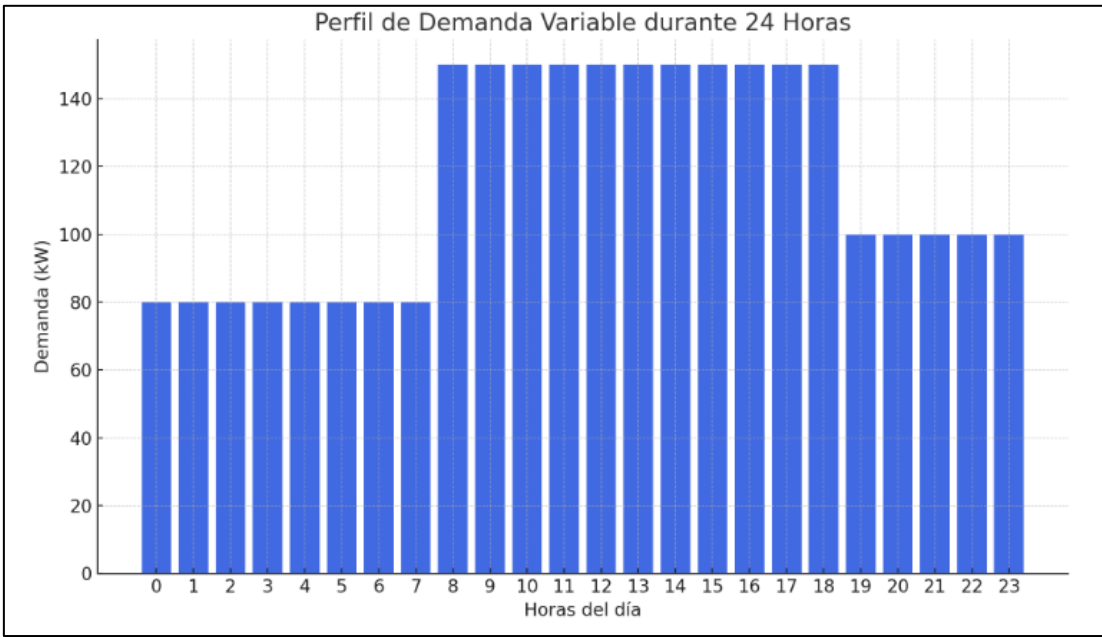
El modelo PLEM para la ubicación óptima de bancos de condensadores en un sistema eléctrico IEEE 33 barras, se realizó bajo el supuesto de potencias activa y reactiva fijas, es decir, considerando cargas constantes en el tiempo (Ver figura III.6). Sin embargo, en la práctica, las potencias activa y reactiva varían en función de la demanda a lo largo del tiempo (Ver figura III.7). Por lo tanto, es necesario desarrollar una metodología que permita analizar el comportamiento dinámico de la demanda en sistemas eléctricos reales. Esta metodología se muestra en la figura III.8.

Figura III.6. Demanda constante de un Sistema Eléctrico IEEE



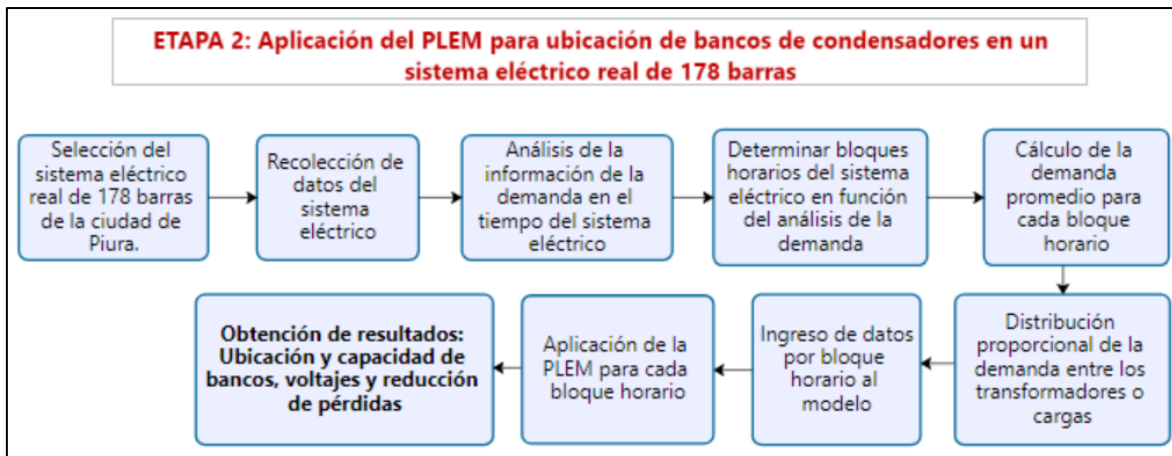
Fuente: Elaboración propia.

Figura III.7. Demanda variable por bloques horarios de un Sistema Eléctrico real



Fuente: Elaboración propia.

Figura III.8. Diagrama de flujo para el modelado de un sistema eléctrico radial de distribución real 178 barras.



Fuente: Elaboración propia.

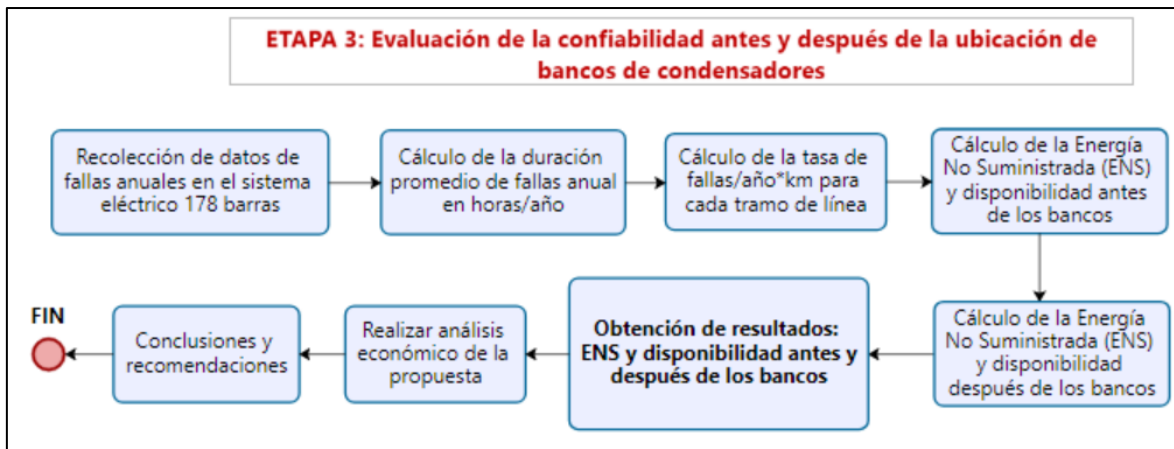
La metodología para la ubicación óptima de bancos de condensadores en un sistema eléctrico real mediante Programación Lineal Entera Mixta (PLEM), inicia con la selección del sistema eléctrico, seguida de la recolección de datos técnicos, que incluyen información sobre la infraestructura de la red, demanda eléctrica y características de las cargas conectadas. A partir de estos datos, se realiza un análisis de la demanda en el tiempo, con el objetivo de identificar patrones de consumo y definir bloques horarios representativos. Para cada bloque horario determinado, se calcula la demanda promedio en potencia activa (kW) y reactiva (kVAR). Posteriormente, se realiza una distribución proporcional de la demanda entre transformadores y cargas dentro del modelo. Esta información se ingresa al algoritmo de PLEM, que optimiza la ubicación y capacidad de los bancos de condensadores para cada bloque horario.

Finalmente, se obtienen los resultados de optimización, los cuales incluyen la ubicación y capacidad de los bancos de condensadores, los valores de voltaje en las barras y la reducción de pérdidas en el sistema.

3.4.4. Cálculo de la confiabilidad para sistemas eléctricos

Esta metodología se centra en la evaluación de la confiabilidad de un sistema eléctrico radial de distribución, específicamente antes y después de la ubicación de bancos de condensadores como se muestra en el diagrama de flujo de la Figura III.9.

Figura III.9 Diagrama de flujo de la metodología para el cálculo de la confiabilidad de UN sistema eléctrico radial de distribución.



Fuente: Elaboración propia.

Para el cálculo de la confiabilidad se utiliza la Ecuación III.18, cuyos datos de cada componente se presentan en la Tabla III.6. La confiabilidad se calcula en función de la Energía No Suministrada (ENS) debido a interrupciones en el suministro. El objetivo principal es determinar el impacto de la optimización en la Energía No Suministrada (ENS) y en la confiabilidad del sistema.

$$R = 1 - \left(\frac{ENS}{E_D} \right) \quad \text{Ecuación III.18}$$

Tabla III-6. Detalle de los componentes de la confiabilidad.

Índice	Descripción
R	Confiabilidad del Sistema Eléctrico Radial de Distribución
ENS	Energía No Suministrada por interrupciones
E_D	Energía total demandada por las cargas en un periodo dado

El proceso inicia con la recolección de datos de fallas anuales del sistema eléctrico real, lo que permite caracterizar los eventos de interrupción. A continuación, se calcula la duración promedio de fallas en términos de horas al año. Posteriormente, se determina la tasa de fallas en fallas/año*km para cada tramo de línea, lo que permite estimar la afectación del sistema ante eventos de interrupción.

Con estos datos, se realiza el cálculo de la Energía No Suministrada (ENS) en un sistema eléctrico real mediante la ecuación III.19, considerando además factores clave como el factor de carga del alimentador, la duración de las interrupciones y la contribución de cada componente afectado. La sumatoria en la ecuación evalúa el impacto de cada componente en el ENS, al multiplicar su tasa de falla, corriente de carga y el voltaje nominal del sistema, representando la energía que se deja de suministrar durante una interrupción.

$$ENS = \eta * d * \sum_{k=1}^{N_l} \delta_k * |I_k| * V_{rated}$$

Ecuación III.19

Tabla III-7. Componentes de la Energía no suministrada por interrupciones de servicio.

Índice	Descripción
η	Factor de carga
P_c	Potencia Total de las cargas
d	Duración promedio de las fallas.
N_l	Número de líneas del SER
δ_k	Tasa de fallas para la k-ésima línea
$ I_k $	Magnitud de la corriente en la k-ésima rama
V_{rated}	Factor de ajuste – Coeficiente de depreciación

Luego, se repite el cálculo de la ENS y confiabilidad del sistema, pero considerando la presencia de los bancos de condensadores previamente optimizados mediante PLEM. Esto permite evaluar el impacto de su instalación en la confiabilidad del sistema. Finalmente, los resultados obtenidos son utilizados para realizar un análisis económico de

la propuesta, considerando los beneficios en términos de reducción de la ENS y mejora de la disponibilidad.

3.4.5. Simplificación del cálculo de compensaciones por fallas eléctricas

El cálculo de compensaciones por fallas eléctricas en el Perú se rige por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), la cual establece una metodología detallada basada en indicadores clave como el SAIDI (Índice de Duración Promedio de Interrupciones) y el SAIFI (Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones). No obstante, para fines prácticos y de optimización en la toma de decisiones operativas, es posible simplificar estos cálculos, sin perder de vista su coherencia con los lineamientos normativos. En este sentido, el cálculo de compensaciones por interrupciones en el suministro eléctrico, se puede calcular utilizando la fórmula de la ecuación III.20.

$$\text{Compensación por interrupciones} = e \cdot E \cdot \text{ENS} \quad \text{Ecuación III.20}$$

Donde:

- **e:** Representa la compensación unitaria por el incumplimiento de la calidad de suministro, y se define en 0.35 USD/kWh. Este valor es el costo básico que se debe pagar por cada kWh no suministrado debido a interrupciones.
- **E:** Es un factor de ajuste que toma en cuenta la magnitud de los indicadores de calidad de suministro. Su fórmula incorpora:
 - N: Número real de interrupciones por cliente.
 - N': Tolerancia o límite aceptable de interrupciones.
 - D: Duración real total de las interrupciones.

- D': Tolerancia de duración total de interrupciones. Este factor aumenta el monto de la compensación si el número o la duración de interrupciones supera los valores tolerables.
- **ENS:** Representa la Energía No Suministrada (en kWh) y se podría estimar con la ecuación III.19.

3.5. Resultados obtenidos

En esta sección se presentan los resultados de la ubicación de bancos de condensadores en un sistema eléctrico radial de distribución. Se inicia con la aplicación del modelo al sistema IEEE de 33 barras, permitiendo la comparación con investigaciones previas para verificar su efectividad. Posteriormente, se analiza un sistema real de 178 barras en la ciudad de Piura, considerando demanda variable y evaluando su impacto en la estabilidad del voltaje, reducción de pérdidas y confiabilidad del sistema.

Asimismo, se examina la confiabilidad del sistema eléctrico antes y después de la instalación de los bancos de condensadores, utilizando como indicador la Energía No Suministrada (ENS). Finalmente, se realiza una evaluación económica para determinar la viabilidad financiera de la propuesta, considerando los costos de inversión, beneficios técnicos y ahorros generados por la optimización del sistema.

3.5.1. Bancos de condensadores en el sistema eléctrico IEEE 33 barras

El sistema IEEE de 33 barras, ampliamente empleado en investigaciones, sirve como un estándar de referencia confiable para validar el modelo. Al ser utilizado en diversas metodologías propuestas por investigadores, permite una comparación robusta de los resultados obtenidos. Esto proporciona una base sólida para entender la configuración del sistema y los puntos críticos de análisis en la evaluación de la confiabilidad y la optimización mediante la instalación de bancos de condensadores

3.5.1.1. Datos y premisas de cálculo

El modelo para validación de la ubicación óptima de bancos de condensadores en un sistema eléctrico radial de distribución, considera una serie de condiciones particulares que son relevantes para este tipo de sistemas (Gallego et al., 2022).

- La topología para la operación en estado estable del sistema eléctrico es radial y su representación viene dada por un equivalente monofásico en por unidad (p.u).
- En un sistema eléctrico radial, la barra de referencia, identificada como la barra 1, es la única que cuenta con generación activa y reactiva debido a su naturaleza como nodo principal de suministro.
- La potencia activa y reactiva generada en la barra 1 no debe superar la capacidad máxima de la fuente. Dado que no se especifican las capacidades exactas para el sistema IEEE de 33 barras, se asume un límite de 7.68 MW y 3 MVAR. Estos valores deben expresarse en unidades por unidad (p.u).
- La carga en las barras se representa como una potencia constante.
- No se tiene en cuenta la reactancia capacitiva de las líneas de distribución y la susceptancia de las líneas eléctricas del sistema eléctrico radial se considera despreciable.
- La barra de referencia debe tener un ángulo 0° y una tensión en p.u. igual a 1. A fin de poder comparar estos resultados con la investigación de (Mohamed El-Saeed et al., 2023), es necesario que la tensión en p.u. del resto de barras se mantenga en el rango de 0.941 a 0.9977.
- La variable "v", que representa la tensión en por unidad de cada barra, requiere un valor inicial ("start" en Julia-JuMP) para garantizar la convergencia del proceso de optimización. En este caso, se asigna $\text{start} = 1$, correspondiente al voltaje de la barra inicial en unidades por unidad (p.u.).

- La restricción para los bancos de condensadores es que su sumatoria no debe exceder la capacidad en MVAR de la fuente en la barra 1. Según la metodología de (Mohamed El-Saeed et al., 2023), la potencia en MVAR por unidad de los bancos a instalar debe estar entre 0.05 y 1.5 MVAR.
- Los valores de los datos de entrada para el modelo del sistema eléctrico radial estandarizado IEEE 33 barras se muestra en la tabla III.8. Mientras que los valores de las constantes de la función objetivo se muestran en la tabla III.9 (Mohamed El-Saeed et al., 2023).

Tabla III-8. Valores de los parámetros de entrada del sistema eléctrico IEEE 33 barras

Índice	Valor	Descripción
N_b	33	Número de Barras del Sistema Eléctrico Radial (SER)
N_l	32	Número de Líneas del Sistema Eléctrico Radial (SER)
S_{base_MVA}	10	Potencia Base en MVA del Sistema Eléctrico Radial (SER)
V_{base_kV}	12.66	Voltaje Base en kV del Sistema Eléctrico Radial (SER)
V_{ref_V}	12660	Voltaje Referencia o Nominal en Voltios del Sistema Eléctrico Radial
V_{ref_pu}	1	Voltaje Referencia o Nominal en p.u. del Sistema Eléctrico Radial
$Carga_{MW}$	Anexo 4	Carga en MW en la barra (i)
$Carga_{MVAR}$	Anexo 4	Carga en MVAR en la barra (i)
R_Ω	Anexo 3	Resistencia de Línea en Ω entre las barras (i)-(j)
X_Ω	Anexo 3	Reactancia de Línea en Ω entre las barras (i)-(j)
λ	Anexo 3	Tasa de Fallas entre las barras (i)-(j) en fallas/año*Km
I_{Max}	Anexo 3	Corriente Máxima en Amperios según tipo de conductor entre las barras (i)-(j)

Tabla III-9. Valores de los parámetros de la función objetivo: Ahorros netos anuales por ubicación de bancos de condensadores

Índice	Valor	Descripción
F_1	USD/Año	Ahorros netos anuales
K_e	0.06 USD/kWh	Costo de la energía.
P_{La}	kW	Pérdidas de potencia activa antes de la instalación de los bancos de condensadores
P_{Lb}	kW	Pérdidas de potencia activa después de la instalación de los bancos de condensadores
T	8760 horas/Año	Tiempo durante el cual se realiza los cálculos
α	20%	Factor de ajuste – Coeficiente de depreciación
C_i	1600 USD/Instalación	Costo de instalación por banco de condensadores
N_B	Evaluación	Número de bancos de condensadores instalados
C_p	25 USD/kVAR	Costos de compra del capacitor
$Q_c(i)$	Evaluación	Capacidad reactiva del i-ésimo banco de condensadores
C_o	300 USD/Instalación/Año	Costos de operación del capacitor

3.5.1.2. Resultados de validación del modelo propuesto

Los resultados destinados a validar la ubicación óptima de bancos de condensadores utilizando programación lineal entera mixta (PLEM) en un sistema eléctrico radial (SER) estandarizado IEEE de 33 barras, han sido exitosamente obtenidos y analizados dentro del entorno de programación Julia-Jump. Tras la ejecución del proceso delineado en el diagrama de flujo, se han calculado datos significativos que han sido comparados con los resultados de la investigación de (Mohamed El-Saeed et al., 2023). Esta investigación, ubicada en el cuartil Q1, se basa en un algoritmo genético denominado NSGA-II para determinar la ubicación óptima de bancos de condensadores. La relevancia de esta comparación radica en la actualidad de la investigación, publicada en 2023, y en su enfoque comparativo con el circuito base y otros algoritmos de la literatura para la ubicación óptima de bancos de condensadores, tales como el Algoritmo del Ciclo del Agua Multiobjetivo (MOWCA), el Optimizador de Lobo Gris Multiobjetivo (MOGWO), y otros optimizadores utilizados en artículos publicados.

La Tabla III.10 muestra en primer lugar, los resultados del flujo de potencia en el sistema estandarizado IEEE de 33 buses mediante Programación Lineal Entera Mixta (PLEM) sin banco de condensadores. Se observa que la PLEM muestra una desviación del 1.06 % en la tensión mínima, una desviación del 0.3 % en la tensión máxima, del 4.55 % en la sumatoria de pérdidas de potencia activa (kW), del 6.12 % en la sumatoria de pérdidas de potencia reactiva (kVAR), del 4.34 % en el VSI mínimo, del 0.92 % en el VSI máximo, y del 2.92 % en el TVSI. Los datos revelan errores mínimos en comparación con el caso base planteado en la investigación de (Mohamed El-Saeed et al., 2023). Este nivel de discrepancia, que se mantiene dentro de un margen aceptable, valida la eficacia y precisión del enfoque metodológico empleado en la presente investigación.

Tabla III-10 Comparativo de resultados entre la investigación referencia y la validación del modelo en el sistema eléctrico IEEE 33 barras sin banco de condensadores.

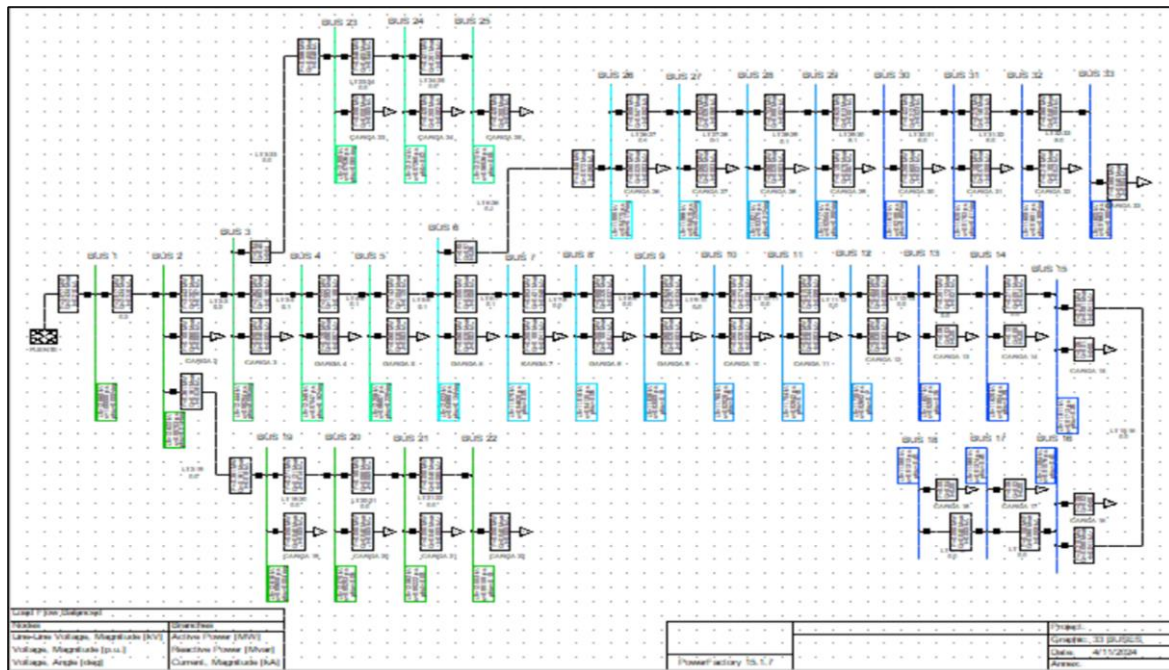
Item	Caso Base	Presente Investigación	
		PLEM	
		Caso Base	% Error Caso Base
V min (p.u)	0.9039	0.91345	1.06%
V max (p.u)	0.997	1	0.30%
Σ P loss (kW)	210.998	201.405	4.55%
Σ Q loss (kVAR)	143.033	134.277	6.12%
VSI min	0.6672@bus 18	0.6962@bus 18	4.34%
VSI max	0.9881@bus 2	0.9997@ bus 2	1.17%
TVSI	25.5401	26.285	2.92%

Con el fin de fortalecer la validez del modelo propuesto, se simuló el sistema estandarizado IEEE de 33 barras utilizando el software Digsilent. Esta simulación permitió realizar un análisis detallado del flujo de potencia, comparando no solo las tensiones entre barras en p.u., sino también otros parámetros como los flujos de potencia activa en MW, los flujos de potencia reactiva en MVAR y las corrientes en amperios. La Tabla III.11 compara los valores de tensión en p.u. de cada barra. Se observó que el máximo error en las mediciones de tensión fue del 0.414%, lo que indica una notable consistencia entre los resultados obtenidos mediante ambos enfoques de modelado. Es importante destacar que la representación gráfica del modelo en Digsilent se presenta en la Figura III.10, proporcionando una visualización adicional de los resultados obtenidos en la simulación.

Tabla III-11 Comparativo Vpu inicial entre Digsilent vs Modelo Julia-Jump

BUS	DIGSILENT Vpu	PLEM - Entorno JULIA - JUMP Vpu	ERROR Vpu
1	1	1	0.00%
2	0.99703	0.99704	0.00%
3	0.98294	0.98298	0.00%
4	0.97547	0.97553	0.01%
5	0.96807	0.96815	0.01%
6	0.94968	0.94982	0.01%
7	0.9462	0.94635	0.02%
8	0.94135	0.94152	0.02%
9	0.93509	0.93529	0.02%
10	0.92928	0.92951	0.02%
11	0.92482	0.92865	0.41%
12	0.92692	0.92716	0.03%
13	0.92081	0.92108	0.03%
14	0.91854	0.91883	0.03%
15	0.91713	0.91743	0.03%
16	0.91576	0.91607	0.03%
17	0.91374	0.91406	0.04%
18	0.91313	0.91345	0.04%
19	0.9965	0.99651	0.00%
20	0.99293	0.99293	0.00%
21	0.99222	0.99223	0.00%
22	0.99159	0.99159	0.00%
23	0.97936	0.9794	0.00%
24	0.97269	0.97273	0.00%
25	0.96936	0.96941	0.01%
26	0.94775	0.94789	0.01%
27	0.94519	0.94534	0.02%
28	0.93375	0.93393	0.02%
29	0.92554	0.92574	0.02%
30	0.92199	0.92219	0.02%
31	0.91783	0.91804	0.02%
32	0.91691	0.91713	0.02%
33	0.91663	0.91685	0.02%
Error máximo			0.414%

Figura III.10 Modelado del Sistema Eléctrico IEEE 33 barras en Digsilent



Fuente: Elaboración propia.

3.5.1.3. Comparación con investigaciones previas

Una vez validado el caso base inicial mediante programación lineal entera mixta (PLEM) en el sistema estandarizado IEEE de 33 buses, se procede a validar los resultados de la ubicación óptima de bancos de condensadores. Los resultados muestran que la PLEM propuesta en esta metodología supera al optimizador empleado en la investigación de Mohamed El-Saeed et al., (2023) y a otros optimizadores utilizados en la misma investigación para el sistema IEEE de 33 barras. Específicamente, se lograron porcentajes máximos de minimización en la pérdida de potencia activa (kW) del 42.09 % y en la pérdida de potencia reactiva (kVAR) del 43.24 %. Además, se alcanzó un ahorro neto anual máximo de \$32,583.40 y se aumentó la estabilidad total del voltaje. Estos resultados que se muestran en la Tabla III.12 demuestran la capacidad superior de la PLEM para proporcionar soluciones de alto nivel.

Tabla III-12 Comparativo entre las investigaciones de referencia y la validación del modelo en el sistema eléctrico IEEE 33 barras con banco de condensadores.

Item	Caso Base	Presente Investigación PLEM Caso bancos	Investigaciones				
			NSGA-II Mohamed El-Saeed et al., (2023)	MOWCA Abd- Elhameed y El-Fergany (2017)	MOGWO Mirjalili et al. (2016)	FRCGA Abul'Wafa (2014)	IP Shuaib, Kalavathi y Rajan (2015)
V min (p.u)	0.9039	0.94217	0.9412	0.9472	0.9456	0.9665	0.9501
V max (p.u)	0.997	1	0.9977	0.9977	0.9977	-	-
Σ P loss (kW)	210.998	122.19	142.7004	150.617	148.7872	148.6951	171.78
Reducción de P loss (%)	-	42.09%	32.37%	28.62%	29.48%	29.53%	18.59%
Σ Q loss (kVAR)	143.033	81.1827	97.5605	103.4236	102.0343	-	-
Reducción de Q loss (%)	-	43.24%	31.79%	27.69%	28.66%	-	-
VSI min	0.6672 Bus 18	0.7865	0.7848	0.805	0.7996	0.8652	-
VSI max	0.9881 Bus 2	0.9997	0.9906	0.9908	0.9907	-	-
TVSI	25.5401	27.913	27.832	28.1298	28.0545	-	-
Ahorros netos/Año	-	\$32,583.40	\$23,612.00	\$19,441.00	\$20,663.00	\$17,777.00	\$8,003.20

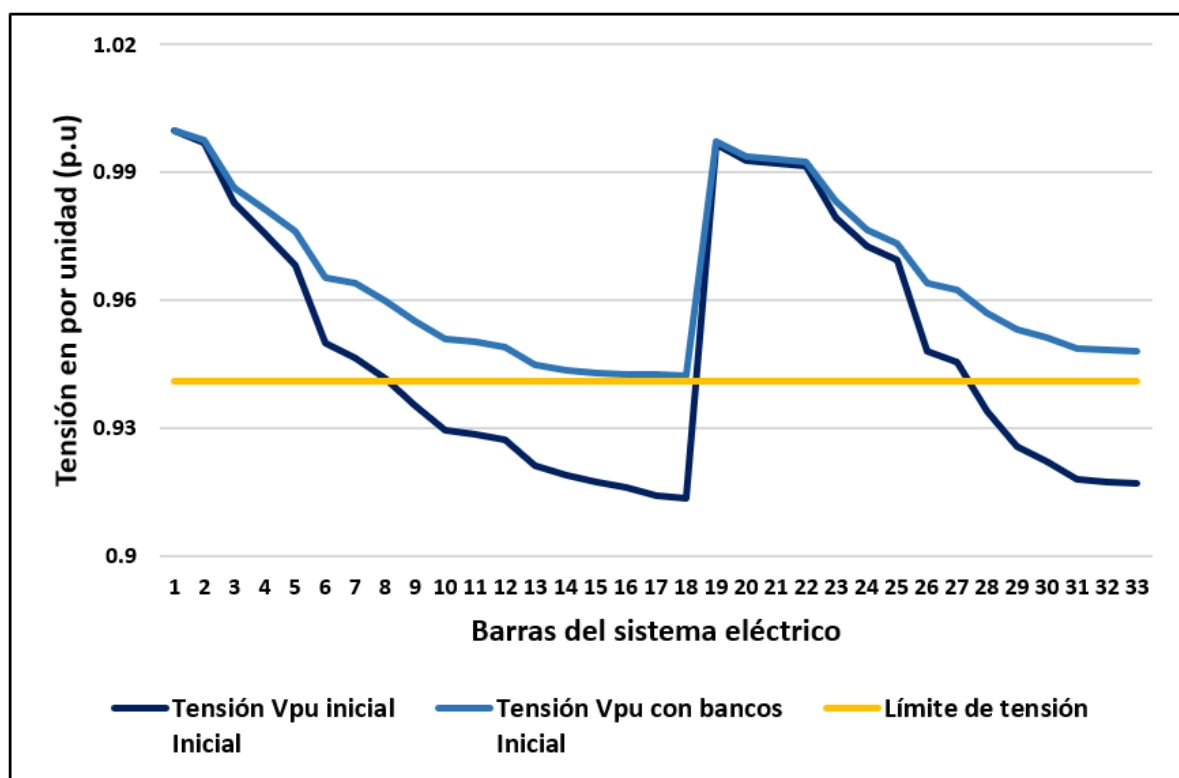
La Tabla III.13 muestra los buses y capacidades óptimas de los bancos de condensadores obtenidos mediante la Metodología 1, que utiliza programación lineal entera mixta (PLEM) en el entorno Julia-Jump, en comparación con el optimizador NSGA-II utilizado en la investigación de referencia de Mohamed El-Saeed et al., (2023) y otros optimizadores empleados en la misma investigación, como MOWCA, MOGWO, FRCGA e IP. La PLEM selecciona cuatro bancos de condensadores ubicados en las barras {7, 17, 30,32} con capacidades de {276, 176, 682, 180} kVAR.

Tabla III-13. Capacidades óptimas de bancos de condensadores por metodología

N° Bancos	PLEM		NSGA-II		MOWCA		MOGWO		FRCGA		IP	
	kVAR	Bus	kVAR	Bus	kVAR	Bus	kVAR	Bus	kVAR	Bus	kVAR	Bus
1	276	7	137	6	1211	30	1199	30	100	28	450	9
2	176	17	359	8	396	13	362	13	325	6	800	29
3	682	30	1035	30	480	10	474	10	425	29	900	30
4	180	32	430	13					350	8		
5									675	30		
6									375	9		
Total kVAR	1314		1961		2087		2035		2250		2150	

Es crucial presentar gráficamente el impacto de la mejora en las tensiones en p.u. en el sistema eléctrico radial IEEE de 33 barras utilizando programación lineal entera mixta (PLEM). Esta mejora se ilustra en la figura III.11, que destaca cómo la ubicación óptima de los bancos de condensadores contribuye significativamente a la estabilización y aumento de las tensiones en p.u. en el sistema.

Figura III.11 Perfil de Voltaje p.u del sistema eléctrico IEEE 33 Barras antes y después de la optimización de bancos de condensadores.



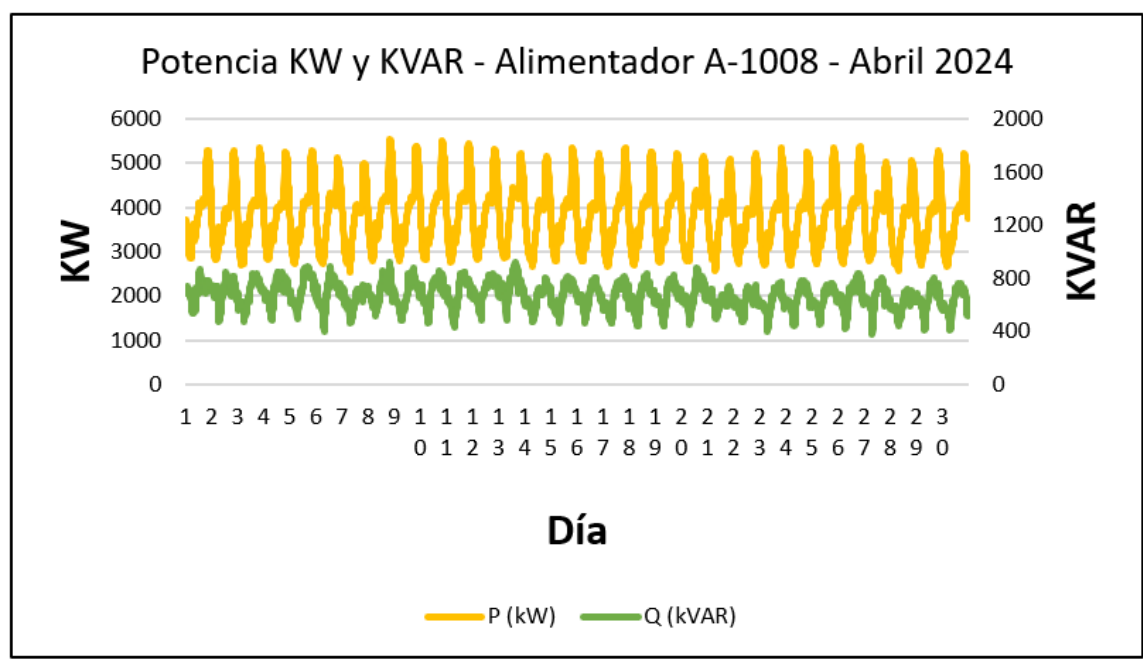
Fuente: Elaboración propia.

3.5.2. Bancos de condensadores en el sistema eléctrico 178 barras

3.5.2.1. Caracterización del sistema y bloques horarios

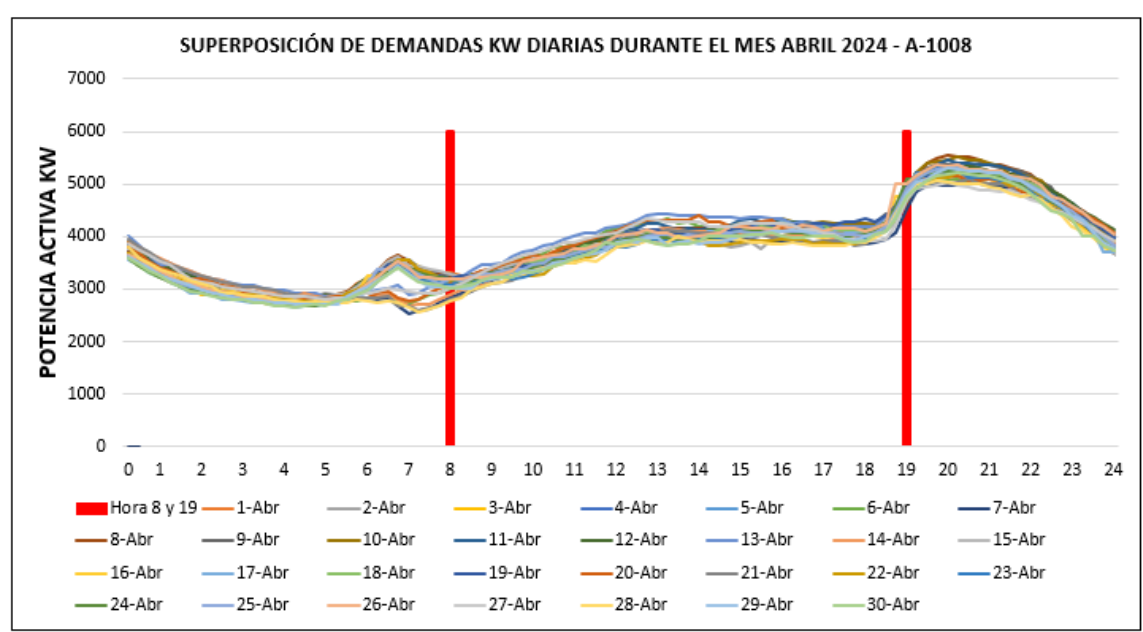
Para la ubicación óptima de bancos de condensadores, se modeló el sistema eléctrico siguiendo la metodología descrita en el capítulo anterior. La modelación se basó en la información proporcionada por el distribuidor local, propietario del sistema, que incluyó datos del recorrido del alimentador en Google Earth, el tipo de conductor, las distancias entre barras y las cargas, entre otros parámetros. A partir del plano del alimentador, se elaboró un diagrama unifilar, en el cual se consideraron las derivaciones y transformadores como barras. El análisis resultó en la identificación de 178 barras, de las cuales 108 tienen asociadas cargas o transformadores de distribución, operando a un nivel de tensión nominal de 10 kV. El perfil de potencia activa y reactiva de este alimentador para el mes de abril de 2024 se presenta en la figura III.12, donde se observa un patrón en la variación de la potencia. Para una comparación más detallada del comportamiento diario de la demanda, la figura III.13 y figura III.14 muestra el perfil diario de potencia activa (kW) y reactiva (kVAR), respectivamente, con las curvas de demanda superpuestas para cada día del mes. Observándose claramente 03 bloques horarios, los cuales se especifican en la tabla III.14.

Figura III.12. Potencia KW y KVAR del sistema eléctrico 178 barras – Alimentador A-1008 durante el mes de abril 2024.



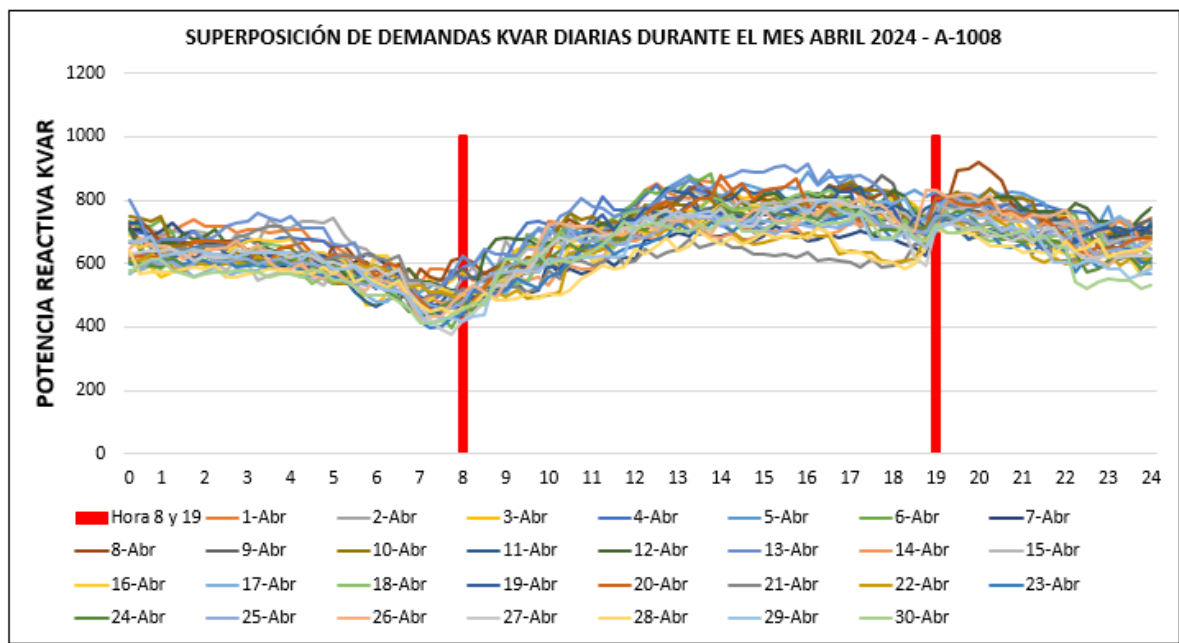
Fuente: Información tomada de Electronoroeste SA.

Figura III.13. Superposición de demandas en kW diarias del sistema eléctrico 178 barras durante el mes de abril 2024.



Fuente: Información tomada de Electronoroeste SA.

Figura III.14. Superposición de demandas en kVAR diarias del sistema eléctrico 178 barras durante el mes de abril 2024.



Fuente: Información tomada de Electronoroeste SA.

Tabla III-14. Bloques horarios del perfil de demanda del sistema eléctrico 178 barras

ZONA	HORARIO	POTENCIA ACTIVA KW PROMEDIO	POTENCIA REACTIVA KVAR PROMEDIO
BLOQUE HORARIO 1	00:00 - 08:00	3,074	592
BLOQUE HORARIO 2	08:00 - 19:00	3,903	706
BLOQUE HORARIO 3	19:00 - 24:00	4,831	706

Una vez determinados los valores de potencia en kW y kVAR de la fuente del alimentador para los bloques horarios del perfil de demanda, se procede a distribuir esta demanda proporcionalmente a la capacidad de los transformadores de distribución o cargas del sistema eléctrico para su evaluación.

3.5.2.2. Datos y premisas de cálculo

Los valores de los parámetros de entrada utilizados para el modelo del sistema eléctrico radial de 178 barras, correspondiente al alimentador A-1008, se muestran en la

Tabla III.15. Este sistema se modeló con una base de potencia de 1 MVA y un nivel de tensión base de 10 kV. El sistema incluye un total de 178 barras y 177 líneas, donde se establece una referencia de voltaje nominal de 100,000 V (10 kV). Los límites de voltaje en pu para el análisis varían entre 0.95 y 1 por unidad, tal como se especifica en el rango de referencia. Además, los valores de carga activa (MW) y reactiva (MVAR) para cada barra se encuentran detallados en el Anexo 6, mientras que los parámetros de línea, como resistencia (R_{ij}), reactancia (X_{ij}), tasa de fallas (λ_{ij}) y corriente máxima (I_{max}), están disponibles en el Anexo 5.

Tabla III-15. Parámetros de entrada para el sistema eléctrico 178 barras

Índice	Valor	Descripción
N_b	178	Número de Barras del Sistema Eléctrico Radial (SER)
N_l	177	Número de Líneas del Sistema Eléctrico Radial (SER)
S_{base_MVA}	1	Potencia Base en MVA del Sistema Eléctrico Radial (SER)
V_{base_kV}	10	Voltaje Base en kV del Sistema Eléctrico Radial (SER)
V_{ref_V}	10000	Voltaje Referencia o Nominal en Voltios del Sistema Eléctrico Radial
V_{ref_pu}	1	Voltaje Referencia o Nominal en p.u. del Sistema Eléctrico Radial para el sistema inicial, tensión mínima 0.95 y 0.975 respectivamente.
$Carga_{MW}$	Anexo 6	Carga en MW en la barra (i)
$Carga_{MVAR}$	Anexo 6	Carga en MVAR en la barra (i)
R_{Ω}	Anexo 5	Resistencia de Línea en Ω entre las barras (i)-(j)
X_{Ω}	Anexo 5	Reactancia de Línea en Ω entre las barras (i)-(j)
λ	Anexo 5	Tasa de Fallas entre las barras (i)-(j) en fallas/año*Km
I_{Max}	Anexo 5	Corriente Máxima en Amperios según tipo de conductor entre las barras (i)-(j)

3.5.2.3. Evaluación del Sistema en su estado inicial

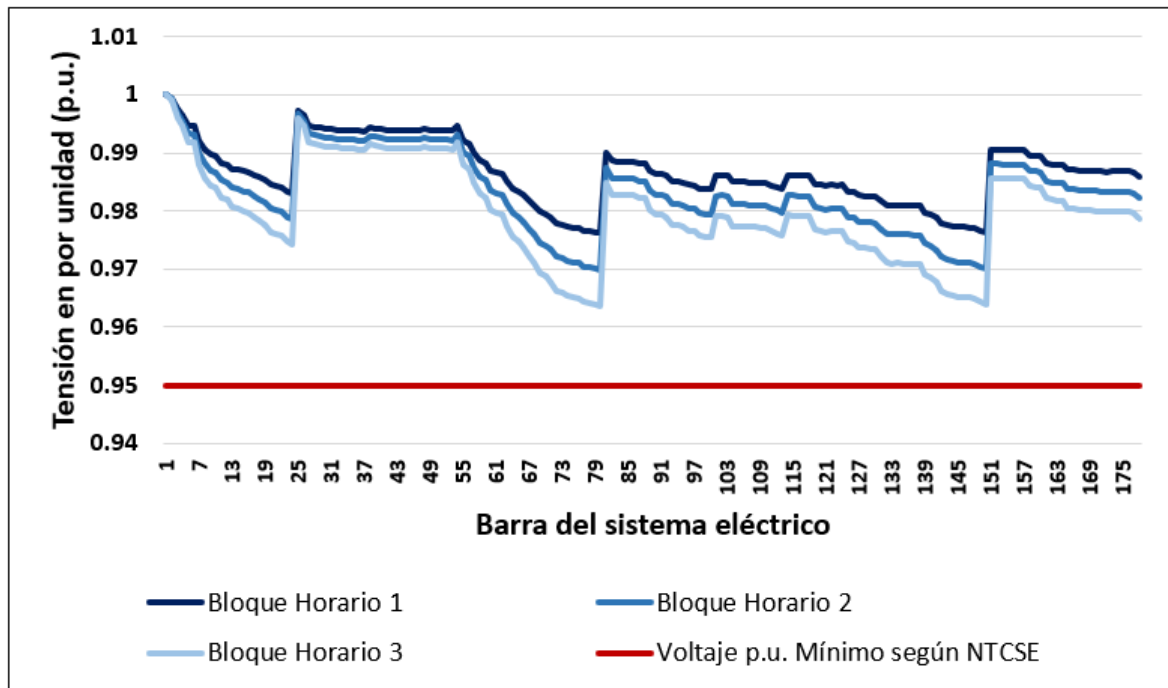
Se aplicó la metodología descrita en el capítulo anterior para determinar la ubicación óptima de bancos de condensadores en el sistema eléctrico de 178 barras. Las condiciones actuales del alimentador no permitieron que las tensiones cayeran por debajo de 0.95 pu, en conformidad con el límite establecido por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos del Perú. No obstante, la optimización del sistema reveló resultados importantes en el flujo de potencia, identificando puntos críticos y oportunidades de mejora en el alimentador. Esto permitirá ajustar las restricciones para ubicar los bancos de condensadores de manera óptima, mejorando la calidad y confiabilidad del sistema

eléctrico radial de distribución. La tabla III.16 presenta los resultados de la optimización para cada uno de los 03 bloques horarios debido a la variación de la demanda diaria. Los resultados indican que la demanda en el bloque horario 2 (BH-2) es mayor que en el bloque horario 1 (BH-1), pero menor que en el bloque horario 3 (BH-3). Los voltajes mínimos en cada zona disminuyen progresivamente desde 0.97621 p.u. en el BH-1 hasta 0.96367 p.u. en el BH-3. Sin embargo, estos valores de voltaje por unidad aún se encuentran por encima del límite establecido por la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos, que es 0.95 p.u. – Ver figura III.15. Por esta razón, el programa no calculó una ubicación óptima para los bancos de condensadores. Adicionalmente, las pérdidas en USD/Año debidas a pérdidas de línea alcanzan aproximadamente 29,693.95 USD/Año, representando un monto significativo solo por este concepto.

Tabla III-16. Resultados del flujo de potencia para el sistema eléctrico 178 barras inicial

Item	Flujo Inicial 178 Barras - Demanda actual		
	Bloque horario 1	Bloque horario 2	Bloque horario 3
P_Fuente (MW)	3.11064	3.96135	4.91919
Q_Fuente (MVAR)	0.63609	0.77642	0.81294
Vmin (p.u)	0.97621	0.96992	0.96367
Vmax (p.u)	1	1	1
Σ P loss (kW)	35.5287	57.5006	87.8304
Σ Q loss (kVAR)	43.0171	69.6066	106.297
VSI min	0.908175	0.885009	0.862392
	Barra _80	Barra _80	Barra _80
VSI max	1	1	1
	Barra _2	Barra _2	Barra _2
TVSI	167.895	165.578	163.347
Pérdidas por Σ P loss (kW) en USD/Año		\$29,693.95	

Figura III.15. Tensiones en p.u. del Sistema Eléctrico 178 Barras Inicial por bloques horarios.



Fuente: Elaboración propia.

3.5.2.4. Resultados de la optimización y ubicación de bancos de condensadores

Los resultados para la ubicación óptima de bancos de condensadores, obtenidos mediante programación lineal entera mixta en un sistema eléctrico de 178 barras, se analizaron exitosamente utilizando el entorno de programación Julia-JuMP. Se estableció una tensión mínima de 0.975 por unidad, ya que este valor permite una tolerancia del 2.5 % en las tensiones del alimentador, cumpliendo con los límites operativos aceptables. Además, este límite de tensión fue seleccionado porque se encuentra por encima de los valores correspondientes a los bloques horarios 2 y 3, lo que facilita a la optimización determinar la ubicación óptima de los bancos de condensadores en el sistema. Tras la ejecución del proceso delineado en el diagrama de flujo, se han calculado datos significativos que han sido analizados detenidamente.

La Tabla III.17 presenta los resultados de la ubicación óptima de bancos de condensadores aplicada al sistema eléctrico de 178 barras para lograr una tensión mínima de 0.975 por unidad en sus tres bloques horarios. Similar al sistema eléctrico inicial, el aumento de la demanda según el bloque horario provoca una disminución de la tensión

por unidad, del índice de estabilidad de voltaje (VSI), además de un incremento en las pérdidas de línea en kW y kVAR. En particular, en el bloque horario 2 y 3 se alcanzó un voltaje mínimo por unidad de 0.96992 y 0.96367, lo que obligó al programa a ubicar óptimamente bancos de condensadores para garantizar la función objetivo y cumplir con la restricción de que todas las barras deben tener una tensión por unidad mayor o igual a 0.975 p.u.

Tabla III-17. Ubicación óptima de bancos de condensadores en el sistema eléctrico 178 barras para una tensión mínima de 0.975 p.u. en sus 03 bloques horarios.

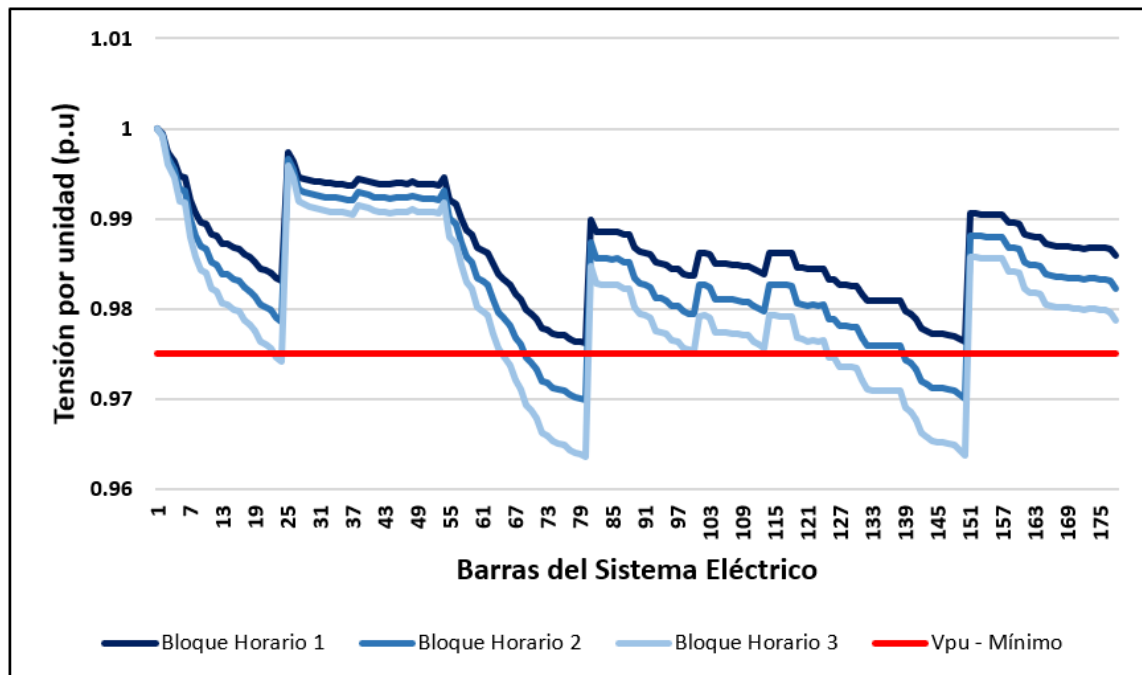
Item	Datos Sistema Eléctrico 178 Barras				
	Bloque Horario 1	Bloque Horario 2		Bloque Horario 3	
		Sin Bancos	Con bancos	Sin Bancos	Con bancos
P_Fuente (MW)	3.11064	3.96135	3.86836	4.91919	4.82994
Q_Fuente (MVAR)	0.63609	0.77642	0.49489	0.81294	0.23354
Vmin (p.u)	0.97621	0.96992	0.975	0.96367	0.975
Vmax (p.u)	1	1	1	1	1
Σ P loss (kW)	35.5287	57.5006	53.8631	87.8304	87.4421
Σ Q loss (kVAR)	43.0171	69.6066	64.9953	106.297	102.965
VSI min	0.908175	0.885009	0.903679	0.862392	0.903681
	Barra_80	Barra_80	Barra_80	Barra_80	Barra_143
VSI max	1	1	1	1	1
	Barra_2	Barra_2	Barra_2	Barra_2	Barra_2
TVSI	167.895	165.578	166.857	163.347	165.878
Pérdidas por Σ P loss (kW) en USD/Año			\$29,693.95		
Bancos (KVAR)	Barra 80				486.923
	Barra 150		187.599		

El resultado de la ubicación óptima de los bancos de condensadores para los bloques horarios 2 y 3, donde la tensión mínima se encuentra por debajo de 0.975 p.u., recomienda la instalación de un banco de 486.923 kVAR en la barra 80 y otro de 187.599 kVAR en la barra 150. El banco en la barra 80 deberá operar durante el bloque horario 3 (19:00–00:00 horas), mientras que el banco en la barra 150 deberá operar en el bloque horario 2 (08:00–19:00 horas). Los perfiles de tensión, antes y después de la instalación

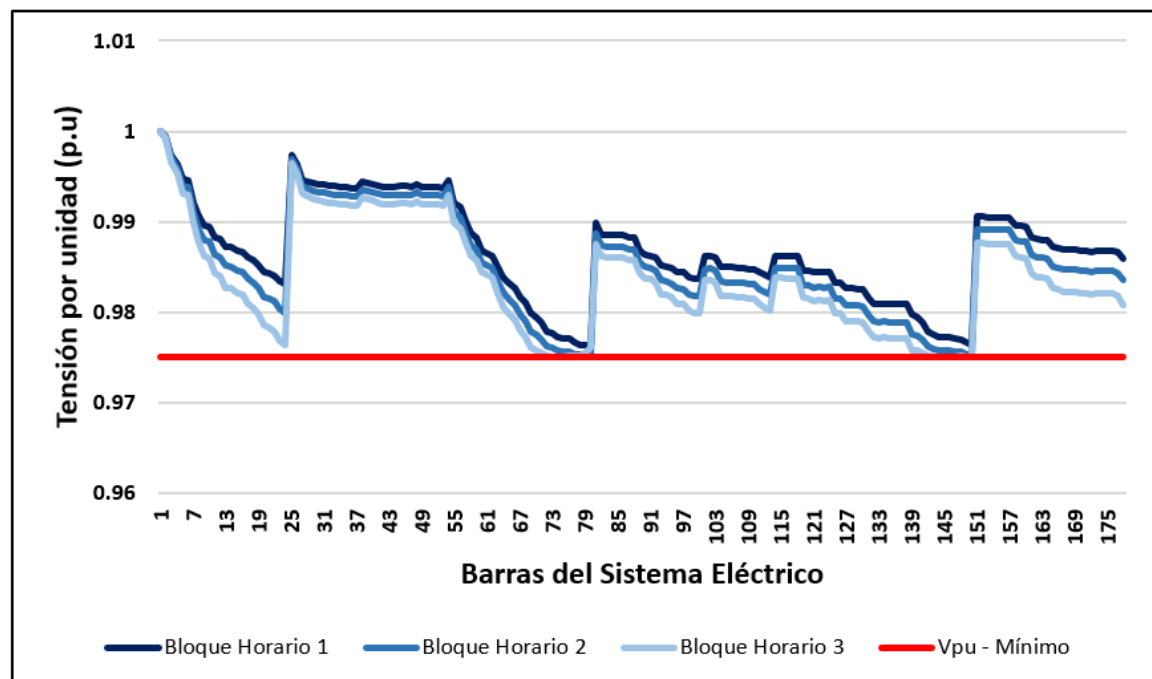
óptima de los bancos de condensadores, se muestran en la figura III.16 mientras que la ubicación de los bancos en la topología del sistema eléctrico 178 barras se muestra en la figura III.17. Estos resultados demuestran que, tras la optimización, las tensiones en los tres bloques horarios se mantienen por encima de 0.975 p.u., cumpliendo con la restricción establecida. Además, la variación de las tensiones por barra se reduce, lo que proporciona un perfil de tensión más estable en todo el sistema, con valores superiores a 0.975 p.u. durante todo el día.

Figura III.16. Tensiones en p.u. del Sistema Eléctrico 178 Barras en sus bloques horarios antes y después de la ubicación óptima de bancos de condensadores para un límite de tensión mínima de 0.975 por unidad.

a) Antes de la ubicación óptima de bancos de condensadores



b) Después de la ubicación óptima de bancos de condensadores



Fuente: Elaboración propia.

- ΣP loss con bancos (kW): Las pérdidas totales de potencia activa se redujeron significativamente, especialmente en el bloque horario 3, donde las pérdidas bajaron de 87.442 kW a 35.529 kW en el bloque horario 1.
- Reducción de ΣP loss (%): La reducción porcentual de las pérdidas de potencia activa fue más notable en el bloque horario 2, con un 6.33% de disminución. En los otros bloques horarios, las reducciones fueron menores.
- ΣQ loss con bancos (kVAr): Las pérdidas totales de potencia reactiva también disminuyeron tras la instalación de los bancos, con una mayor reducción en el bloque horario 3 (102.965 kVAr).
- Reducción de ΣQ loss (%): La mayor reducción de pérdidas de potencia reactiva se observó en el bloque horario 2, con un 6.62% de reducción.
- VSI mínimo con bancos: El índice de estabilidad de voltaje (VSI) se mantuvo dentro de valores seguros en los tres bloques horarios. El valor más bajo fue de 0.90368 en el bloque horario 3, asociado a la barra 143.
- Incremento del VSI mínimo (%): El incremento en el índice VSI mínimo fue máximo en el bloque horario 3, con un 4.79%, indicando una mejora en la estabilidad del sistema.
- Pérdidas anuales de ΣP loss (USD): Las pérdidas anuales de potencia activa representaron un costo de \$28,775.16.
- Reducción anual en costos por ΣP loss (USD): La instalación de los bancos permitió una reducción anual de \$918.79 en costos asociados a las pérdidas de potencia activa respecto al caso sin bancos de condensadores.

Tabla III-18. Resultados del sistema eléctrico 178 barras con banco de condensadores de 486.923 kVAR y 187.599 kVar en barra 150 y barra 80 respectivamente.

Item	Datos Sistema Eléctrico 178 barras Vmin en p.u. = 0.975		
	Bloque Horario 1	Bloque Horario 2 Barra 150 BC 187.599 kVar	Bloque Horario 3 Barra 80 BC 486.923 kVar
Vmin con bancos (p.u)	0.976	0.975	0.975
Incremento de Vmin (%)	0.00%	0.52%	1.18%
Σ P loss con bancos (kW)	35.529	53.863	87.442
Reducción de Σ P loss (%)	0.00%	6.33%	0.44%
Σ Q loss con bancos (kVAR)	43.017	64.995	102.965
Reducción de Σ Q loss (%)	0.00%	6.62%	3.13%
VSI min con bancos	0.908	0.90368	0.903681
	Barra_80	Barra_80	Barra_143
Incremento de VSI min	0.00%	2.11%	4.79%
Pérdidas por Σ P loss (kW) en USD/Año		\$28,775.16	
Reducción de pérdidas Σ P loss (kW) en USD/Año		\$918.79	

3.5.3. Evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico 178 barras

Los resultados destinados a calcular la confiabilidad antes y después de la ubicación óptima de bancos de condensadores en el escenario planteado en el apartado anterior, han sido exitosamente obtenidos y analizados dentro del entorno de programación Julia-Jump.

3.5.3.1. Consideraciones

Los valores de los parámetros de la ecuación III.19 asociada al cálculo de la Energía No Suministrada por interrupciones del servicio eléctrico, se muestran en la tabla III.19

Tabla III-19. Parámetros de la ecuación de la Energía No Suministrada (ENS)

Índice	Valor	Descripción
η	P_C/P_D	Factor de carga
P_C	3110.64 kW (Bloque horario 1) 3961.35 kW (Bloque horario 2 sin bancos) 3868.36 kW (Bloque horario 2 con bancos) 4919.19 kW (Bloque horario 3 sin bancos) 4829.94 kW (Bloque horario 3 con bancos)	Potencia Total de las cargas en kW
P_D	3074 kW (Bloque horario 1) 3903 kW (Bloque horario 2) 4831 kW (Bloque horario 3)	Potencia Total de las cargas en la fuente en kW
d	1.002 horas	Duración promedio de fallas.
N_l	177	Número de líneas del SER
δ_k	21.05 fallas/Año*km (Vano 1-2) 3.03 fallas/Año*km (Vano 7-8) 23.26 fallas/Año*km (Vano 7-56) 17.86 fallas/Año*km (Vano 66-67)	Tasa de fallas en fallas/año*km para la k-ésima línea
$ I_k $	Corriente (i,j)	Magnitud de la corriente del k-ésimo vano
V_{rated}	Tensión (j) del tramo (i)-(j)	Tensión en kV (j) del vano (i,j)

La duración promedio de las fallas y la tasa de fallas por año por kilómetro son factores clave para el cálculo de la energía no suministrada. En el sistema eléctrico de 178 barras, se reportaron un total de 8 fallas durante el año 2023, según lo detallado en la Tabla

III.20, con una duración promedio de 1.002 horas por falla. Para cada tramo donde se registraron fallas, se calculó la tasa de fallas por año por kilómetro, la cual se incorpora al modelo de confiabilidad. Estos cálculos se presentan en la Tabla III.21, proporcionando una base para la evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico radial de distribución.

Tabla III-20. Reporte de fallas Sistema Eléctrico 178 barras - Año 2023

Punto Interrumpido	Fecha	Tramos de línea	Duración en horas	Causa de falla	Función que actuó
I-100217	21/01/2023	7-8	0.83	Caída de árbol sobre línea de media tensión	50/51 P - Sobrecorriente entre fases
I-100866	23/02/2023	66-67	4.78	Fuertes lluvias en la zona	50/51 N - Sobrecorriente a tierra
A-1008	27/02/2023	1-2	0.22	Mínima frecuencia en el SEIN	81 U
I-100866	9/03/2023	66-67	1.00	Falla a tierra transitoria	50/51 N - Sobrecorriente a tierra
I-100102	11/04/2023	7-56	0.02	Transferencia de carga	No aplica
I-100102	11/04/2023	7-56	0.03	Transferencia de carga	No aplica
I-100866	20/04/2023	66-67	0.50	Bajo nivel de aislamiento	50/51 N - Sobrecorriente a tierra
A-1008	30/04/2023	1-2	0.63	Mínima frecuencia en el SEIN	81 U
Duración promedio de fallas en hora			1.002		

Fuente: Información proporcionada por Electronoroeste SA.

Tabla III-21. Cálculo de tasa de fallas/año*km

Tramo de línea	km	Fallas/Año Inicial	Fallas/Año*km
1-2	0.095	2	21.0526
7-8	0.33	1	3.0303
7-56	0.086	2	23.2558
66-67	0.168	3	17.8571

Es fundamental calcular los indicadores de calidad de suministro **N** y **D** del sistema eléctrico para el año 2023, con el objetivo de verificar su cumplimiento dentro de las tolerancias establecidas. Durante el primer semestre de 2023, se observó que ambos indicadores superaron los límites de tolerancia, tanto en el número de interrupciones como en el total de horas de interrupción permitidas, tal como se muestra en la Tabla III.22. Sin

embargo, en el segundo semestre de 2023, estos indicadores se mantuvieron dentro de los límites de tolerancia establecidos.

Tabla III-22. Indicadores N y D del sistema eléctrico 178 barras durante el año 2023

Número total de interrupciones por cliente por semestre (N)

Semestre	Frecuencia	Límite	Estado
Semestre 1 - 2023	08 interrupciones / semestre	04 interrupciones / semestre	Fuera de la tolerancia
Semestre 2 - 2023	00 interrupciones / semestre	04 interrupciones / semestre	Dentro de la tolerancia

Duración Total ponderada de interrupciones por cliente (D)

Semestre	Frecuencia	Límite	Estado
Semestre 1 - 2023	08 horas / semestre	07 horas / semestre	Fuera de la tolerancia
Semestre 2 - 2023	00 horas / semestre	07 horas / semestre	Dentro de la tolerancia

Fuente: Información proporcionada por Electronoroeste SA.

3.5.3.2. Análisis del impacto en la confiabilidad del sistema

La Tabla III.23 presenta la variación de la confiabilidad del sistema eléctrico radial de distribución de 178 barras antes y después de la instalación de bancos de condensadores, considerando un valor mínimo de tensión de 0.975 p.u. Se evalúan tres bloques horarios. En el estado inicial, sin bancos de condensadores, el índice de confiabilidad (R) se mantuvo en 0.997497, 0.997503 y 0.997519 para los bloques horarios 1, 2 y 3 respectivamente, lo que sugiere que el sistema eléctrico es altamente confiable. Después de la instalación de los bancos de condensadores, el índice R aumentó ligeramente en los bloques horarios 2 y 3, alcanzando 0.997533 y 0.997527, lo que representa incrementos del 0.0030% y 0.0008%, respectivamente. En el bloque horario 1, la confiabilidad permaneció sin variación en 0.997497, dado que no fue necesaria la ubicación óptima de bancos de condensadores. Al ponderar la confiabilidad de los tres bloques horarios según sus respectivas cantidades de horas al día, se observa que la confiabilidad promedio pasó de 0.997504 sin bancos de condensadores a 0.997520 con

ellos, lo que refleja una mejora marginal del 0.0016% en la confiabilidad del sistema tras la instalación.

Tabla III-23. Variación de la confiabilidad del sistema eléctrico radial 178 barras antes y después de la ubicación óptima de bancos de condensadores.

Sistema Eléctrico 178 barras	Bloques Horarios			Confiabilidad Ponderada
	Bloque Horario 1 (08 Horas)	Bloque Horario 2 (11 horas)	Bloque Horario 3 (05 horas)	
Confiabilidad (R) sin bancos	0.997497	0.997503	0.997519	0.997504
Confiabilidad (R) con bancos	0.997497	0.997533	0.997527	0.997520
Incremento de R (%)	0.0000%	0.0030%	0.0008%	0.0016%

Fuente: Elaboración propia

3.5.3.3. Cálculo de la Energía No Suministrada (ENS) antes y después de la optimización

La tabla III.24 muestra la variación de la Energía No Suministrada (ENS) del sistema eléctrico de 178 barras antes y después de la instalación de bancos de condensadores, considerando tres bloques horarios. En el bloque horario 1, la ENS se mantuvo en 67,394.77 kWh ya que no fue necesario la ubicación óptima de bancos de condensadores. Para el bloque horario 2, la ENS disminuyó de 85,362.77 kWh a 84,345.42 kWh, lo que refleja una mejora en la confiabilidad del sistema eléctrico radial de distribución. En el bloque horario 3, la ENS también se redujo ligeramente de 105,013.04 kWh a 104,665.25 kWh tras la instalación de los bancos de condensadores. Al calcular la ENS ponderada según la tabla III.25, que toma en cuenta las horas de operación diarias de cada bloque, se observa una disminución de 83,498.29 kWh (sin bancos) a 82,866.91 kWh (con bancos), con una mejora total de 631.38 kWh. Estos resultados demuestran que la instalación de bancos de condensadores contribuye a una reducción marginal de la ENS del sistema eléctrico, mejorando su confiabilidad en general.

Tabla III-24. Energía No Suministrada antes y después de la ubicación óptima de banco de condensadores en el sistema eléctrico 178 barras por bloque horario.

	Bloque horario 1	Bloque horario 2		bloque horario 3	
	Sin bancos	Sin bancos	Con bancos	Sin bancos	Con bancos
ENS (kW-h)	67,394.77	85,362.77	84,345.42	105,013.04	104,665.25

Fuente. Elaboración propia.

Tabla III-25. Energía No Suministrada Ponderada antes y después de la ubicación óptima de banco de condensadores en el sistema eléctrico 178 barras.

	Sin bancos	Con bancos	Δ ENS Ponderado
ENS (kW-h) Ponderado	83,498.29	82,866.91	631.38

Fuente. Elaboración propia.

3.5.3.4. Evaluación económica de la propuesta

Para realizar un análisis económico de la implementación de bancos de condensadores en una red eléctrica y a favor del concesionario de energía eléctrica, es necesario considerar varios factores tanto técnicos como económicos. A continuación, se detallan los aspectos principales a considerar en esta evaluación:

- **Costos de inversión:** El costo total de inversión para la adquisición, transporte e instalación del sistema de bancos de condensadores incluye los gastos de compra de los equipos principales: el banco de condensadores, el equipo de protección (como el interruptor) y el sistema de desconexión temporizada. Este último asegura una descarga segura de los condensadores fuera de servicio, previniendo sobretensiones transitorias y preparando el sistema para su próxima conexión programada. Además, se considera

un costo adicional de instalación equivalente al 30% del costo de los equipos. El detalle completo de este costo de inversión, que asciende a **USD \$40,040.00**, se encuentra en el Anexo 9 – 10.

- **Beneficios técnicos:**

Reducción de Pérdidas: Los bancos de condensadores ayudan a reducir las pérdidas técnicas al mejorar el factor de potencia, lo que disminuye las corrientes en las líneas y, por ende, las pérdidas por efecto Joule. En la presente evaluación, se determinó que ese ahorro es de **USD \$918.79** anuales.

Ahorro por penalizaciones evitadas: Aplicando la ecuación III.20 para el cálculo de compensaciones descritas en el capítulo anterior, y considerando una disminución de la Energía No Suministrada (ENS) de 631.38 kWh al año debido a la instalación de bancos de condensadores, así como los datos de número de interrupciones N y duración de interrupciones D del sistema eléctrico evaluado de 178 barras, se estima un ahorro en penalizaciones de **USD 473.85**.

- **Costos de Mantenimiento:** Los bancos de condensadores requieren un mantenimiento mínimo, pero es importante prever gastos periódicos para asegurar su correcto funcionamiento. Se Estimada este costo igual a **USD 500** cada 05 años de operación.

En el caso específico de la ubicación óptima de bancos de condensadores en el sistema eléctrico de 178 barras de la ciudad de Piura, la evaluación económica no justifica su implementación. Los datos proporcionados por la concesionaria y el análisis de las fallas anuales del alimentador muestran que la baja frecuencia de interrupciones y un buen perfil de tensión limitan el impacto positivo de los bancos de condensadores en la reducción de la Energía No Suministrada (ENS) y en las penalizaciones por calidad de suministro. Dado el reducido número de fallas, el ahorro generado por la disminución de ENS no compensa

la inversión inicial en los bancos de condensadores. Esto indica que, aunque la metodología de optimización de ubicación es técnicamente eficaz, su viabilidad económica depende de la tasa de fallas del sistema. Sin embargo, esta metodología es aplicable y potencialmente rentable para alimentadores con alta frecuencia de fallas, donde la reducción de ENS y de penalizaciones puede justificar la inversión. Así, los resultados de este estudio no solo demuestran la efectividad técnica de la ubicación óptima de bancos de condensadores, sino que también ofrecen un marco de análisis para sistemas con diferentes características operativas, como aquellos con mayores índices de interrupciones.

3.6. Impacto de la Optimización de Bancos de Condensadores en la Gestión del Mantenimiento

3.6.1. Resultados técnicos con implicancias directas en mantenimiento

La aplicación del modelo de optimización mediante Programación Lineal Entera Mixta (PLEM) no solo generó mejoras desde la perspectiva eléctrica, sino que también mostró beneficios operativos relevantes para la gestión del mantenimiento. Estas mejoras repercuten en la reducción del estrés eléctrico sobre los componentes, lo que permite una operación más estable y una menor necesidad de intervenciones correctivas no planificadas.

3.6.1.1. Caso 1: Sistema IEEE 33 Barras

En el sistema IEEE de 33 barras se observó una mejora significativa del perfil de tensión, elevándose el valor mínimo de 0.9039 p.u. a 0.94217 p.u. Esta variación representa una mayor estabilidad operativa y menor riesgo de falla por subvoltaje, particularmente en equipos sensibles como transformadores, protecciones o interruptores automáticos.

Además, se registró una reducción del 42.09% en las pérdidas activas, lo que implica una menor disipación térmica en las líneas y transformadores. Esta disminución del calor interno es clave para mitigar el envejecimiento acelerado de los equipos. Por este motivo, se pueden definir indicadores derivados, los cuales se muestran a continuación:

- **Índice de estabilidad de tensión (IET):**

Representa la mejora en la tensión mínima del sistema.

$$\Delta V_{\min} = 0.94217 - 0.9039 = \mathbf{0.03827 \text{ p.u.}}$$

- **Índice de reducción de pérdidas (IRP):**

Refleja la eficiencia energética alcanzada y su impacto térmico en equipos.

$$(\text{Pérdidas antes} - \text{Pérdidas después}) / \text{Pérdidas antes} \times 100 = \mathbf{42.09\%}$$

3.6.1.2. Caso Sistema Real de 178 Barras

En el sistema eléctrico real de 178 barras, se registraron mejoras técnicas más moderadas, propias de un entorno ya consolidado en operación. Sin embargo, los beneficios desde el enfoque de mantenimiento siguen siendo relevantes:

- La tensión mínima se elevó hasta 0.975 p.u. en los bloques horarios 2 y 3, contribuyendo a mantener condiciones estables de suministro.
- Se redujeron las pérdidas activas en un 6.33% en el bloque 2, lo cual disminuye el calentamiento innecesario en cables y transformadores.
- La Energía No Suministrada (ENS) ponderada se redujo en 631.38 kWh/año, lo cual implica una mejora del 0.75% en la confiabilidad energética del sistema.

Por este motivo, se pueden definir los siguientes indicadores derivados:

- **Índice de corrección de tensión por bloque (ICTB):**

- Bloque 2: $\Delta V_{\min} = 0.975 - 0.96992 = \mathbf{0.00508 \text{ p.u.}}$
- Bloque 3: $\Delta V_{\min} = 0.975 - 0.96367 = \mathbf{0.01133 \text{ p.u.}}$

- **Índice de reducción de pérdidas (IRP):**

- Bloque 2: **6.33%**
- Bloque 3: **0.44%**

- **Índice de mejora en confiabilidad energética (IMCE):**

Representa la energía adicional disponible para los usuarios, atribuible a la mejora en estabilidad operativa.

$$\Delta \text{ENS} = 83,498.29 - 82,866.91 = \mathbf{631.38 \text{ kWh/año}}, \text{ equivalente al } \mathbf{0.75\%}$$

3.6.2. Aportes cuantificables a la Gestión y Gerencia de Mantenimiento

Los resultados obtenidos no solo validan el modelo desde el punto de vista eléctrico, sino que permiten identificar beneficios específicos para la gestión del mantenimiento con base en indicadores técnicos cuantificados a partir de los casos de estudio desarrollados en esta tesis.

a) Reducción de intervenciones correctivas (RIC)

En el sistema real de 178 barras, se logró elevar la tensión mínima en dos de los tres bloques horarios hasta 0.975 p.u., superando los valores previos de 0.96992 p.u. (bloque 2) y 0.96367 p.u. (bloque 3). Esta mejora reduce el estrés eléctrico sobre los equipos y, por ende, disminuye la probabilidad de fallas relacionadas con subalimentación.

Basándonos en un criterio conservador, se asume que una mejora de 0.01 p.u. en tensión reduce al menos un 5% de fallas operativas en componentes sensibles.

- **Mejora media de tensión en bloques 2 y 3:**

$$\Delta V = \frac{0.00508 + 0.01133}{2} = 0.0082 \text{ p.u.}$$

- **Estimación conservadora de reducción de fallas correctivas:**

$$RIC = 5\% \times \frac{0.0082}{0.01} = 4.1\%$$

Un RIC de 4.1% indica que, como resultado de la mejora en los niveles de tensión, se logró evitar un 4.1% de intervenciones correctivas en el sistema eléctrico.

b) Cumplimiento del plan de mantenimiento (CPM)

En redes donde la operación se estabiliza, la cantidad de interrupciones inesperadas tiende a disminuir, lo cual mejora la posibilidad de cumplir con los planes de mantenimiento. Asumiendo que en el año previo el cumplimiento del plan fue de un 75% y que la reducción de fallas es de 4.1%, se estima que la nueva tasa de cumplimiento se eleva proporcionalmente:

- **Mejora estimada:**

$$75\% + (25\% \times 4.1\%) = 75\% + 1.025\% = 76.03\%$$

Un CPM estimado de 76.03% indica una mejora en el cumplimiento del plan de mantenimiento, atribuible a la reducción de fallas imprevistas tras la estabilización operativa de la red.

c) Extensión de la vida útil de equipos (EVUE)

La reducción de pérdidas activas implica menos generación de calor y, por lo tanto, menor envejecimiento térmico de los equipos. En el bloque 2 del sistema real, las pérdidas se redujeron de 57.5 kW a 53.86 kW, es decir, un 6.33% de mejora. Se asume, conservadoramente, que una reducción del 10% en pérdidas extiende la vida útil un 3%. Por tanto:

- **Proporcionalidad aplicada:**

$$EVUE = 3\% \times \frac{6.33}{10} = 1.899\%$$

Un EVUE de 1.9% representa la extensión estimada de la vida útil de los equipos afectados, como resultado de la mejora en las condiciones operativas del sistema.

CAPÍTULO IV. DISCUSIÓN DE RESULTADOS Y CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS

4.1. Discusión de resultados

La optimización de la ubicación de bancos de condensadores en sistemas eléctricos, ha avanzado significativamente, enfocándose principalmente en mejorar la calidad de la energía, mejorar el perfil de tensión y la reducción de pérdidas eléctricas. Sin embargo, investigaciones científicas indican que la confiabilidad y su impacto en el mantenimiento ha sido un aspecto poco estudiado. Por lo cual en las investigaciones de Nguyen et al., (2021) y Salinas-Herrera et al., (2021) y Sonwane et al., (2020) desarrollan modelos de optimización matemática para ubicar bancos de condensadores considerando criterios de confiabilidad. Usualmente estas investigaciones son realizadas en redes eléctricas académicas, un tanto distantes de la realidad en tamaño. En Perú, la aplicación de estas técnicas de optimización relacionada con el mantenimiento aún no ha sido estudiada para entornos urbano o rurales. Lo cual plantea la necesidad de evaluar si las metodologías propuestas en investigaciones recientes responden efectivamente a las necesidades específicas de los sistemas eléctricos en entornos urbanos o rurales.

En esta investigación se ha desarrollado un modelo para optimizar la ubicación de banco de condensadores en sistemas eléctricos radiales de distribución. La técnica de optimización empleada es la programación lineal entera mixta, la cual fue implementada en el software Julia, con la librería JuMP. Para validar el modelo desarrollado, se ha verificado con la red eléctrica académica IEEE 33 barras según Salinas-Herrera (2021). Se logró a replicar resultados de investigaciones previas realizada por los autores Abd-Elhameed y El-Fergany (2017), Abul'Wafa (2014), Mirjalili et al., (2016), Mohamed El-Saeed et al., (2023) y Shuaib, Kalavathi y Rajan (2015). Una característica importante por resaltar que estos datos teóricos consideran que la demanda es constante durante las 24 horas del día. Es decir, no considera el comportamiento variable de la demanda. En esta investigación, en comparación con las previas, se añade esta característica al modelo para

poder representar con mayor fidelidad una red eléctrica real. La ventaja principal del modelo desarrollado es su capacidad para aplicar optimización en sistemas eléctricos reales, considerando restricciones como niveles de tensión y costos.

Para demostrar la utilidad del modelo, se ha evaluado el sistema eléctrico real de 178 barras del área urbana de la ciudad de Piura. Los resultados permiten determinar la ubicación óptima de banco de condensadores en la red eléctrica. Por una parte, los resultados indican una mejora en los perfiles de tensión, reducción de pérdidas eléctricas. Sin embargo, no genera una mejora sustancial en la confiabilidad, medida a través de la reducción de la Energía No Suministrada (ENS). Adicionalmente se evaluó económicamente si la reducción de pérdidas y mejora de confiabilidad justifica la implementación de estos bancos de condensadores. Los resultados de esta evaluación económica indica que no es rentable. Es decir, ubicar de forma óptima bancos de condensadores en la red eléctrica no impacta significativamente en la confiabilidad del sistema eléctrico en el área urbana de Piura. Esto se debe a que el área urbana de Piura, en la situación actual ya cuenta con una calidad de energía adecuada y bajas tasas de interrupciones. Los resultados de esta investigación demuestran que existe diferencias significativas entre una red eléctrica académica y una red eléctrica real.

Para investigaciones futuras, se recomienda aplicar esta metodología en sistemas eléctricos rurales. Estas infraestructuras son más críticas debido a sus características técnicas. Pues la baja densidad de carga, alimentadores de gran longitud y caída de tensión impacta en la confiabilidad y calidad de la energía. Además, sería valioso considerar una integración con fuentes de energía distribuida para evaluar su efecto combinado en la confiabilidad.

4.2. Contrastación de hipótesis

En este apartado se analizan y contrastan las hipótesis planteadas en la investigación según los resultados obtenidos, evaluando si las premisas iniciales son confirmadas o refutadas.

La primera hipótesis específica, "La Programación Lineal Entera Mixta (PLEM) es más efectiva que otros métodos de optimización para la ubicación óptima de bancos de condensadores en un sistema eléctrico IEEE 33 barras con demanda constante", se confirma, ya que la ubicación de los bancos de condensadores en el sistema IEEE de 33 barras permitió una reducción del 42.09 % en las pérdidas de potencia activa (de 210.998 kW a 122.19 kW) y del 43.24 % en las pérdidas de potencia reactiva (de 143.033 kVAR a 81.1827 kVAR), según lo presentado en la Tabla III.12 del Capítulo de Desarrollo del Trabajo de Investigación. Asimismo, el índice total de estabilidad de voltaje (TVSI) mejoró de 25.5401 a 27.913, lo que evidencia que la metodología aplicada optimizó satisfactoriamente la ubicación de los bancos de condensadores en comparación con otros métodos de optimización, mejorando la estabilidad del voltaje y reduciendo las pérdidas en el sistema.

La segunda hipótesis específica, "La ubicación de bancos de condensadores, determinada mediante Programación Lineal Entera Mixta (PLEM), reducirá las pérdidas de potencia y mejorará el perfil de voltaje en un sistema eléctrico real de 178 barras", se confirma, ya que la metodología aplicada identificó las ubicaciones de los bancos de condensadores en las barras 80 y 150, con capacidades de 486.923 kVAR y 187.599 kVAR respectivamente, según lo presentado en la Tabla III.17 del Capítulo de Desarrollo del Trabajo de Investigación. Esta optimización permitió aumentar la tensión mínima del sistema a 0.975 p.u. en todos los bloques horarios y reducir las pérdidas de potencia activa en un 6.33 % durante el bloque horario 2 (de 57.5006 kW a 53.863 kW, Tabla III.18), lo

que valida la eficacia de la programación lineal entera mixta en escenarios con demanda variable.

La tercera hipótesis específica, " La ubicación óptima de bancos de condensadores, determinada mediante Programación Lineal Entera Mixta (PLEM), reducirá la energía no suministrada y mejorará la disponibilidad del sistema", se confirma, ya que la implementación del modelo propuesto permitió una reducción de la energía no suministrada (ENS) en 631.38 kWh/año y una mejora en el índice de confiabilidad ponderado de 0.997504 a 0.997520, según lo presentado en las Tablas III.23 y III.25 del Capítulo de Desarrollo del Trabajo de Investigación. Estos resultados validan que la optimización de la ubicación de los bancos de condensadores mejora la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución radial con demanda variable.

La hipótesis general, " La ubicación óptima de bancos de condensadores mediante Programación Lineal Entera Mixta (PLEM) mejorará la confiabilidad de un sistema eléctrico radial de distribución", se confirma, ya que los resultados demuestran que la metodología propuesta permite ubicar de manera eficiente bancos de condensadores, lo que se traduce en una mejora de la confiabilidad del sistema. Específicamente, en el sistema de 178 barras, la implementación del modelo permitió reducir la Energía No Suministrada (ENS) en 631.38 kWh/año y aumentar el índice de confiabilidad ponderado de 0.997504 a 0.997520, según lo presentado en las Tablas III.23 y III.25 del Capítulo de Desarrollo del Trabajo de Investigación.

La validación de la hipótesis general se logra progresivamente a través de las hipótesis específicas. En primer lugar, la hipótesis 1 comprobó que el modelo de programación lineal entera mixta para ubicación de bancos de condensadores aplicado en un sistema eléctrico de distribución radial estandarizado con demanda constante y utilizado en las investigaciones relacionadas con este estudio, presenta mejores resultados que

otros métodos de optimización. Con la hipótesis 1, se comprobó la hipótesis 2, aplicándolo esta vez a un sistema eléctrico de distribución radial de 178 barras con demanda variable. Finalmente, la hipótesis 3 se confirma al demostrar que la ubicación de bancos de condensadores mejora directamente la confiabilidad del sistema eléctrico radial de distribución.

CONCLUSIONES

- **Validación del Modelo:** La Programación Lineal Entera Mixta (PLEM) ha demostrado ser una herramienta efectiva y precisa para la ubicación óptima de bancos de condensadores en el sistema radial IEEE de 33 barras. Los resultados obtenidos presentan una desviación mínima en comparación con el caso base, mostrando una mejora significativa respecto a estudios previos, como el de Mohamed El-Saeed et al. (2023), lo que valida la robustez del enfoque metodológico. Además, PLEM supera a otros algoritmos en la reducción de pérdidas de potencia activa y reactiva, ahorro neto anual y estabilización de la tensión, evidenciando su capacidad para proporcionar soluciones óptimas y eficientes en la optimización de sistemas de distribución eléctrica.
- **Desempeño en el Sistema de 178 Barras de Piura, Perú:** En el análisis del sistema radial de 178 barras de Piura, la ubicación óptima de bancos de condensadores se evaluó en tres bloques horarios, estableciendo como restricción un límite de tensión de 0.975 por unidad. Para el bloque horario 1, no fue necesaria la instalación de bancos de condensadores, ya que la tensión mínima alcanzó 0.97621 por unidad. Sin embargo, para los bloques horarios 2 y 3, fue necesario ubicar bancos de condensadores de 187.599 kVAR en la barra 150 y 486.923 kVAR en la barra 80, respectivamente.
- **Optimización de la Ubicación de Bancos de Condensadores:** La metodología desarrollada permite identificar ubicaciones óptimas para la instalación de bancos de condensadores en redes de distribución radial, mejorando el perfil de tensión y reduciendo las pérdidas eléctricas. Sin embargo, los resultados indican que esta optimización no genera una mejora sustancial en la confiabilidad del sistema eléctrico, medida a través de la Energía No Suministrada (ENS).

- **Reducción de la Energía No Suministrada (ENS):** La incorporación de bancos de condensadores logra una reducción anual de 631.38 kWh en la ENS para el sistema eléctrico de 178 barras de Piura. Aunque esta mejora incrementa marginalmente la confiabilidad, no tiene un impacto significativo en sistemas urbanos con calidad de energía adecuada y bajas tasas de interrupciones.
- **Viabilidad Económica de la Implementación de Bancos de Condensadores:** La evaluación económica concluye que la implementación de bancos de condensadores en el sistema de 178 barras no es económicamente viable. Aunque la reducción en pérdidas y penalizaciones genera un ahorro anual de USD 1,550.17, este monto no justifica la inversión. Sin embargo, en sistemas con mayores índices de fallas, los ahorros potenciales podrían hacer que la inversión sea rentable.
- **Diferencias entre Redes Académicas y Reales:** Los resultados de esta investigación evidencian diferencias significativas entre redes eléctricas académicas y reales. Mientras las redes académicas presentan demandas constantes y simplificaciones, las redes reales, como la de Piura, demandan modelos que consideren la variabilidad de carga y las restricciones operativas.
- **Aplicabilidad en Sistemas con Alta Frecuencia de Fallas:** La metodología desarrollada muestra potencial de aplicación en sistemas eléctricos rurales o con mayores tasas de fallas, donde la reducción en la ENS y las penalizaciones podría hacer que la instalación de bancos de condensadores sea técnica y económicamente viable.
- **Gestión de mantenimiento:** Los indicadores cuantificados refuerzan el aporte de esta investigación al campo de la gerencia de mantenimiento, ya que permiten traducir mejoras eléctricas en métricas tangibles de reducción de fallas, ahorro de costos, mejora en la planificación y prolongación de activos. Esta vinculación directa entre la optimización energética y la estrategia de mantenimiento permite avanzar hacia un modelo más eficiente, predecible y sustentable en la operación de sistemas eléctricos reales.

RECOMENDACIONES

- **Aplicación en Sistemas Rurales:** Se recomienda aplicar esta metodología en sistemas eléctricos rurales, debido a las características técnicas que impactan en la confiabilidad y calidad de energía, como alimentadores de gran longitud, baja densidad de carga y caída de tensión.
- **Integración con Generación Distribuida y Almacenamiento de Energía:** Futuras investigaciones deberían considerar la integración de generación distribuida y almacenamiento de energía en el modelo de optimización, para evaluar su impacto combinado en la confiabilidad y eficiencia de sistemas eléctricos de distribución.
- **Análisis de la Variabilidad de Carga en Tiempo Real:** Es recomendable extender la metodología para incluir la variabilidad de la demanda en tiempo real, lo que permitirá una planificación más precisa y adaptada a condiciones operativas cambiantes.
- **Evaluación en Redes Académicas y Reales:** Se sugiere realizar comparaciones detalladas entre los resultados obtenidos en redes académicas y reales, analizando cómo las simplificaciones afectan la aplicabilidad de los modelos en escenarios prácticos.
- **Ampliación de la Evaluación Económica:** En futuros estudios, sería valioso considerar escenarios donde las tasas de fallas sean mayores o donde existan penalizaciones más estrictas por interrupciones, para determinar si las inversiones en bancos de condensadores pueden ser rentables bajo estas condiciones.
- **Aplicación en Mantenimiento Predictivo:** Se recomienda explorar cómo la optimización de bancos de condensadores puede integrarse en estrategias de mantenimiento predictivo, especialmente en redes rurales, para mejorar la confiabilidad a través de una gestión proactiva de los recursos.

REFERENCIAS

- Abd-Elhameed, M., El-Fergany, A. A. (2017). *Water cycle algorithm-based economic dispatcher for sequential and simultaneous objectives including practical constraints*.
<https://doi.org/10.1016/j.asoc.2017.04.046>
- Abul' Wafa, A. R. (2014). *Optimal capacitor placement for enhancing voltage stability in distribution systems using analytical Algorithm and Fuzzy-Real Coded GA*.
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.09.014>
- Aguayo, H. (2022). *Compensación de Potencia Reactiva en la Línea de Subtransmisión a 34.5 kV, entre NPF y SPF, para mejorar la generación eléctrica*.
<http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/9795/1/MUTC-001327.pdf>
- Brown, R. (2009). *Electric Power Distribution Reliability*.
<https://www.technicalbookspdf.com/download/?file=736>
- Castillo, E., Cornejo, A., Pedregal, P., García, R., & Alguacil, N. (2022). *Formulación y Resolución de Modelos de Programación Matemática en Ingeniería y Ciencia*. John Wiley & Sons, Inc. <https://eco.mdp.edu.ar/cendocu/repositorio/00216.pdf>
- Gallego, L. A., Lopez-Lezama, J. M., & Carmona, O.G. (2022). *A Mixed-Integer Linear Programming Model for Simultaneous Optimal Reconfiguration and Optimal Placement of Capacitor Banks in Distribution Networks*. IEEE Access.
<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3175189>
- Giovanni, C. A., & Molano, O. J. (2008). *Armónicos: Cálculo de la Potencia Reactiva para la Implementación de Bancos de Condensadores en Cargas Aisladas*.
<https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/2610>
- Isong, U., Nseobong, O., Oritsetimeyin, P. (2023). *The IEEE 33 Bus Distribution System Load Flow Analysis Using Newton Raphson Method*.
<https://www.jmest.org/wp-content/uploads/JMESTN42354194.pdf>
- Julia. (n.d.). *Documentation for JULIA*. <https://Docs.Julialang.Org/En/V1/>.
- Jump. (n.d.). *Documentation for JUMP*. <https://Jump.Dev/JuMP.JI/Stable/>.

- Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2011). *Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) en Perú*.
- Mirjalili, S., Saremi, S., Mirjalili, S. M., & Coelho, L. D. S. (2016). *Multi-objective grey Wolf optimizer: a novel Algorithm for multi-criterion optimization*. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2015.10.039>
- Mohamed El-Saeed, M.A.E. sayed, Abdel-Gwaad, A. F., & Farahat, M. A. E. fattah. (2023). *Solving the capacitor placement problema in radial distribution networks. Results in Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2022.100870>
- Nasser Hussain, A., Rafa Abed, W., & Muneer Yaqoob, M. (2023). *Dual Strategy of Reconfiguration with Capacitor Placement for Improvement Reliability and Power Quality in Distribution System*. Journal of Engineering. <https://doi.org/10.1155/2023/1943535>
- Nguyen, T. P., Nguyen, T. A., Phan, T. V. H., & Vo, D. N. (2021). *A comprehensive análisis for multi-objective distributed generations and capacitor Banks placement in radial distribution networks using hybrid neural network Algorithm*. Knowledge-Based Systems. <https://doi.org/10.1016/j.knosys.2021.107387>
- Osinermin. (2018). *Mejores prácticas para el análisis y supervisión de interrupciones en redes eléctricas de distribución primaria*. https://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Mejores-practicas-analisis-supervision-interrupciones-redes-electricas.pdf
- Pattabhi, M. B., Sundar, K. S., & Lakshmikantha, B. R. (2023). *Reliability enhancement of radial distribution system by placing the reactive power compensators and distribution systems*. *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*. <https://doi.org/10.11591/eei.v12i3>
- Prakash, D. B., & Lakshminarayana, C. (2017). *Optimal siting of capacitors in radial distribution network using Whale Optimization Algorithm*. Alexandria Engineering Journal. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2016.10.002>

- Ramos, A., Sánchez-Martín, P., Vitoriano, B., & Linares, P. (2014). *Modelos Matemáticos de Optimización*. <https://www.researchgate.net/publication/237494291>
- Salinas-Herrera, F., Jayaweera, D., Alvarez-Alvarado, M., & Riofrío, X. (2021). *Reliability Study of a Smart Distribution System with Optimal Sizing and Placement of Capacitors*. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - Asia. <https://doi.org/10.1109/ISGTASIA49270.2021.9715699>
- Shuaib, Y. M., Kalavathi, M. S., Rajan, C. C. A. (2015). *Optimal capacitor placement in radial distribution system using gravitational search algorithm*. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.07.041>
- Sonwane, P., Shirsath, V., & Varshney, T. (2020). *Optimal placement of shunt capacitor to enhance distribution system reliability*. IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, PEDES. <https://doi.org/10.1109/PEDES49360.2020.9379833>

ANEXOS

ANEXO 1. Matriz de consistencia	1
ANEXO 2. Matriz de Operacionalización de variables	2
ANEXO 3. Parámetros eléctricos del Sistema Estandarizado IEEE 33 barras	3
ANEXO 4. Carga en MW y MVAR del Sistema Estandarizado IEEE 33 barras	4
ANEXO 5. Parámetros eléctricos del Sistema Eléctrico - 178 barras.	5
ANEXO 6. Carga en MW y MVAR del Sistema Eléctrico - 178 barras.....	9
ANEXO 7. Cable AAAC y N2XSY utilizados en el sistema eléctrico 178 barras.....	12
ANEXO 8. Solicitud de información técnica del Sistema Eléctrico 178 Barras.....	13
ANEXO 9. Cotización de banco de condensadores 3 Φ - 188 kVAR.....	16
ANEXO 10. Cotización de banco de condensadores 3 Φ 495 kVAR.....	19

ANEXO 1. Matriz de consistencia

TÍTULO: UBICACIÓN ÓPTIMA DE BANCOS DE CONDENSADORES MEDIANTE PROGRAMACIÓN LINEAL ENTERA MIXTA PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO RADIAL DE DISTRIBUCIÓN				
PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	METODOLOGÍA
<u>Problema general</u> ¿De qué manera la ubicación óptima de bancos de condensadores mediante programación lineal entera mixta permitirá mejorar la confiabilidad de un sistema eléctrico radial de distribución?	<u>Objetivo general</u> Mejorar la confiabilidad de un sistema eléctrico radial de distribución mediante la ubicación óptima de bancos de condensadores utilizando programación lineal entera mixta.	<u>Hipótesis general</u> La ubicación óptima de bancos de condensadores mediante Programación Lineal Entera Mixta (PLEM) mejorará la confiabilidad de un sistema eléctrico radial de distribución.	<u>Variable independiente</u> Ubicación óptima de bancos de condensadores	<u>Tipo de investigación:</u> Aplicada <u>Nivel de investigación:</u> Analítico <u>Métodos:</u> Optimización matemática <u>Diseño:</u> No experimental
<u>Problemas específicos</u> P1: ¿Qué tan efectiva es la PLEM en la ubicación óptima de bancos de condensadores para un sistema eléctrico estandarizado IEEE 33 barras con demanda constante en comparación con otros métodos de optimización?	<u>Objetivos específicos</u> O1: Comparar el impacto de la ubicación óptima de bancos de condensadores mediante PLEM , en la reducción de pérdidas de potencia y mejora del perfil de voltaje para un sistema eléctrico estandarizado IEEE 33 barras con demanda constante, frente a otros métodos de optimización.	<u>Hipótesis específicas</u> H1: La PLEM es más efectiva que otros métodos de optimización para la ubicación óptima de bancos de condensadores en un sistema eléctrico IEEE 33 barras con demanda constante.	<u>Variable dependiente</u> Confiabilidad de un sistema eléctrico radial de distribución	<u>Población y muestra:</u> Población: Sistemas eléctricos radiales de distribución Muestra: Sistema eléctrico radial con demanda constante estandarizado IEEE 33 barras y sistema eléctrico radial con demanda variable de 178 barras de la ciudad de Piura-Perú Técnica de muestreo: No probabilística
P2: ¿Cómo afecta la ubicación óptima de bancos de condensadores mediante PLEM en términos de reducción de pérdidas de potencia y mejora del perfil de voltaje de un sistema eléctrico real 178 barras con demanda variable?	O2: Calcular el impacto de la ubicación óptima de bancos de condensadores , determinada mediante PLEM , en la reducción de pérdidas de potencia y la mejora del perfil de voltaje de un sistema eléctrico real de 178 barras.	H2: La ubicación de bancos de condensadores , determinada mediante PLEM , reducirá las pérdidas de potencia y mejorará el perfil de voltaje en un sistema eléctrico real de 178 barras.		<u>Técnicas e instrumentos de recolección de datos:</u> Información técnica disponible en internet del sistema eléctrico radial con demanda constante y Información técnica proporcionada por el concesionario para el sistema eléctrico radial con demanda variable de 178 barras.
P3: ¿Cómo influye la ubicación óptima de bancos de condensadores mediante PLEM , en la confiabilidad del sistema eléctrico en términos de energía no suministrada y disponibilidad ?	O3: Analizar la confiabilidad del sistema eléctrico antes y después de la ubicación óptima de bancos de condensadores , determinada mediante PLEM , evaluando la energía no suministrada y la disponibilidad del sistema eléctrico .	H3: La ubicación óptima de bancos de condensadores , determinada mediante PLEM , reducirá la energía no suministrada y mejorará la disponibilidad del sistema eléctrico .		<u>Técnicas e instrumentos de análisis y procesamiento de datos:</u> Se empleará lenguaje de programación Julia-Jump para las ecuaciones de optimización, cálculo de confiabilidad y la Energía No Suministrada. Adicionalmente, Excel para verificar los resultados de la optimización.

ANEXO 2. Matriz de Operacionalización de variables

VARIABLE	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	DIMENSIONES	INDICADORES	TÉCNICA DE MEDICIÓN	UNIDAD DE MEDIDA
Variable Independiente: Ubicación óptima de bancos de condensadores	Es el proceso de determinar la localización óptima de bancos de condensadores en un sistema de distribución eléctrica para mejorar el perfil de voltaje, reducir pérdidas y aumentar la eficiencia energética.	Se logra mediante un modelo de optimización (PLEM en Julia-JuMP) que define las barras donde se instalan los bancos de condensadores y la capacidad de los mismos, evaluando su impacto en el sistema a través del análisis de flujo de carga.	Optimización de la ubicación de bancos	Método de optimización utilizado (PLEM)	Programación de la PLEM en Julia-Jump	Nominal (PLEM vs. otros métodos)
			Ubicación de bancos	Barras donde se instalan los bancos de condensadores	Optimización mediante PLEM	Punto de ubicación (Barras)
			Capacidad de bancos de condensadores	Capacidad instalada en cada barra (kVAR)	Optimización mediante PLEM	Potencia kVAR
			Reducción de pérdidas de potencia	Pérdidas activas antes y después (kW)	Análisis de flujo de carga antes y después	Pérdidas en kW
			Mejora del perfil de voltaje	Voltajes nodales antes y después (p.u.)	Análisis de flujo de carga antes y después	Voltajes en p.u.
Variable Dependiente: Confiabilidad de un sistema eléctrico radial de distribución	Es la capacidad del sistema eléctrico para suministrar energía a los usuarios en condiciones adecuadas de continuidad y calidad, minimizando la energía no suministrada y maximizando la disponibilidad del sistema.	Se evalúa mediante el cálculo de la Energía No Suministrada (ENS) antes y después de la instalación de los bancos de condensadores (expresada en kWh/año) y el porcentaje de disponibilidad del sistema, calculado en función de la ENS.	Energía No Suministrada (ENS)	ENS antes y después de la optimización (kWh/año)	Cálculo con datos de fallas	Energía en kW-h
			Disponibilidad del sistema	Porcentaje de disponibilidad antes y después (%)	Cálculo con fórmula de confiabilidad para sistemas eléctricos	Disponibilidad en (%)

ANEXO 3. Parámetros eléctricos del Sistema Estandarizado IEEE 33 barras

Nodo1	Nodo2	Valor_R	Valor_X	Λ (Fallas/Año*km)	I_Max
1	2	0.0922	0.047	0	-
2	3	0.493	0.2511	0	-
3	4	0.366	0.1864	0	-
4	5	0.3811	0.1941	0	-
5	6	0.819	0.707	0	-
6	7	0.1872	0.6188	0	-
7	8	0.7114	0.2351	0	-
8	9	1.03	0.74	0	-
9	10	1.044	0.74	0	-
10	11	0.1966	0.065	0	-
11	12	0.3744	0.1238	0	-
12	13	1.468	1.155	0	-
13	14	0.5416	0.7129	0	-
14	15	0.591	0.526	0	-
15	16	0.7463	0.545	0	-
16	17	1.289	1.721	0	-
17	18	0.732	0.574	0	-
2	19	0.164	0.1565	0	-
19	20	1.5042	1.3554	0	-
20	21	0.4095	0.4784	0	-
21	22	0.7089	0.9373	0	-
3	23	0.4512	0.3083	0	-
23	24	0.898	0.7091	0	-
24	25	0.896	0.7011	0	-
6	26	0.203	0.1034	0	-
26	27	0.2842	0.1447	0	-
27	28	1.059	0.9337	0	-
28	29	0.8042	0.7006	0	-
29	30	0.5075	0.2585	0	-
30	31	0.9744	0.963	0	-
31	32	0.3105	0.3619	0	-
32	33	0.341	0.5302	0	-

ANEXO 4. Carga en MW y MVAR del Sistema Estandarizado IEEE 33 barras

Barra	Carga_MW	Carga_MVAR
1	0.00	0.00
2	0.10	0.06
3	0.09	0.04
4	0.12	0.08
5	0.06	0.03
6	0.06	0.02
7	0.20	0.10
8	0.20	0.10
9	0.06	0.02
10	0.06	0.02
11	0.05	0.03
12	0.06	0.04
13	0.06	0.04
14	0.12	0.08
15	0.06	0.01
16	0.06	0.02
17	0.06	0.02
18	0.09	0.04
19	0.09	0.04
20	0.09	0.04
21	0.09	0.04
22	0.09	0.04
23	0.09	0.05
24	0.42	0.20
25	0.42	0.20
26	0.06	0.03
27	0.06	0.03
28	0.06	0.02
29	0.12	0.07
30	0.20	0.60
31	0.15	0.07
32	0.21	0.10
33	0.06	0.04

ANEXO 5. Parámetros eléctricos del Sistema Eléctrico - 178 barras.

Nodo1	Nodo2	Valor_R	Valor_X	λ (Fallas/Año*km)	I_Max
1	2	0.0145	0.0194	21.053	501
2	3	0.0513	0.0683	0.000	501
3	4	0.0252	0.0337	0.000	501
4	5	0.0451	0.0602	0.000	501
5	6	0.0023	0.0031	0.000	501
6	7	0.0803	0.1071	0.000	501
7	8	0.1641	0.1541	3.030	236
8	9	0.1169	0.1098	0.000	236
9	10	0.0274	0.0257	0.000	236
10	11	0.1706	0.1602	0.000	236
11	12	0.0348	0.0327	0.000	236
12	13	0.1492	0.1401	0.000	236
13	14	0.0209	0.0196	0.000	236
14	15	0.1035	0.0972	0.000	236
15	16	0.0338	0.0318	0.000	236
16	17	0.1990	0.1868	0.000	236
17	18	0.1076	0.0533	0.000	153
18	19	0.2172	0.1076	0.000	153
19	20	0.4124	0.2043	0.000	153
20	21	0.1146	0.0567	0.000	153
21	22	0.1674	0.0829	0.000	153
22	23	0.4851	0.2403	0.000	153
23	24	0.3297	0.1633	0.000	153
3	25	0.1018	0.0340	0.000	196
4	26	0.0224	0.0210	0.000	236
5	27	0.0246	0.0110	0.000	239
5	28	0.0328	0.0308	0.000	236
28	29	0.0288	0.0271	0.000	236
29	30	0.0264	0.0248	0.000	236
30	31	0.0239	0.0224	0.000	236
31	32	0.0303	0.0285	0.000	236
32	33	0.0322	0.0527	0.000	348
33	34	0.0209	0.0343	0.000	348
34	35	0.0299	0.0148	0.000	153
35	36	0.2441	0.1209	0.000	153
36	37	0.0677	0.0335	0.000	153
28	38	0.0877	0.0434	0.000	153
29	39	0.0807	0.0400	0.000	153
30	40	0.0218	0.0073	0.000	196
30	41	0.0915	0.0859	0.000	236
41	42	0.0814	0.0272	0.000	196
42	43	0.0109	0.0036	0.000	196

42	44	0.2162	0.1071	0.000	153
41	45	0.0618	0.0306	0.000	153
45	46	0.0121	0.0054	0.000	239
41	47	0.1607	0.0537	0.000	196
31	48	0.0167	0.0056	0.000	196
32	49	0.1064	0.1000	0.000	236
49	50	0.0683	0.0228	0.000	196
34	51	0.0258	0.0422	0.000	348
51	52	0.0872	0.0292	0.000	196
36	53	0.0528	0.0261	0.000	153
6	54	0.0233	0.0078	0.000	196
7	55	0.1054	0.0352	0.000	196
7	56	0.0231	0.0378	23.256	348
56	57	0.0760	0.1244	0.000	348
57	58	0.0602	0.0985	0.000	348
58	59	0.0201	0.0330	0.000	348
59	60	0.0728	0.1191	0.000	348
60	61	0.0145	0.0237	0.000	348
61	62	0.0231	0.0378	0.000	348
62	63	0.1243	0.0416	0.000	196
63	64	0.1461	0.0488	0.000	196
64	65	0.0756	0.0253	0.000	196
65	66	0.0887	0.0296	0.000	196
66	67	0.1674	0.0829	17.857	153
67	68	0.1096	0.0543	0.000	153
68	69	0.2202	0.1090	0.000	153
69	70	0.0811	0.0761	0.000	236
70	71	0.1268	0.1191	0.000	236
71	72	0.2407	0.2261	0.000	236
72	73	0.0497	0.0467	0.000	236
73	74	0.1229	0.1154	0.000	236
74	75	0.0482	0.0453	0.000	236
75	76	0.0388	0.0364	0.000	236
76	77	0.2441	0.1209	0.000	153
77	78	0.1544	0.0765	0.000	153
78	79	0.1893	0.0937	0.000	153
79	80	0.3088	0.1529	0.000	153
57	81	0.0349	0.0117	0.000	196
58	82	0.0938	0.0670	0.000	196
82	83	0.0550	0.0392	0.000	196
83	84	0.0263	0.0431	0.000	348
84	85	0.1195	0.0592	0.000	153
83	86	0.1743	0.1244	0.000	196
59	87	0.0149	0.0074	0.000	153
59	88	0.1395	0.0691	0.000	153
60	89	0.0436	0.0146	0.000	196

61	90	0.0363	0.0593	0.000	348
90	91	0.0145	0.0237	0.000	348
91	92	0.0457	0.0747	0.000	348
92	93	0.2174	0.2041	0.000	236
93	94	0.0224	0.0210	0.000	236
94	95	0.0598	0.0296	0.000	153
95	96	0.1912	0.0639	0.000	196
96	97	0.0249	0.0234	0.000	236
97	98	0.3541	0.3326	0.000	236
98	99	0.1990	0.1868	0.000	236
99	100	0.1016	0.0503	0.000	153
91	101	0.2032	0.1006	0.000	153
91	102	0.1280	0.0428	0.000	196
92	103	0.0100	0.0049	0.000	153
94	104	0.0473	0.0444	0.000	236
104	105	0.0578	0.0286	0.000	153
105	106	0.0229	0.0113	0.000	153
105	107	0.0936	0.0464	0.000	153
107	108	0.1315	0.0651	0.000	153
95	109	0.1435	0.0710	0.000	153
109	110	0.0100	0.0049	0.000	153
97	111	0.0368	0.0346	0.000	236
97	112	0.6027	0.2985	0.000	153
98	113	0.0418	0.0392	0.000	236
62	114	0.0623	0.0445	0.000	196
114	115	0.0235	0.0167	0.000	196
114	116	0.1079	0.0770	0.000	196
116	117	0.0677	0.0335	0.000	153
116	118	0.1032	0.0737	0.000	196
63	119	0.1176	0.0582	0.000	153
119	120	0.0364	0.0122	0.000	196
120	121	0.1006	0.0498	0.000	153
120	122	0.1127	0.0377	0.000	196
122	123	0.0996	0.0333	0.000	196
122	124	0.0443	0.0148	0.000	196
65	125	0.0857	0.0424	0.000	153
125	126	0.1514	0.0750	0.000	153
66	127	0.0640	0.0214	0.000	196
127	128	0.0291	0.0097	0.000	196
128	129	0.0487	0.0163	0.000	196
129	130	0.1514	0.0750	0.000	153
67	131	0.1467	0.1378	0.000	236
68	132	0.1425	0.0706	0.000	153
132	133	0.2710	0.1342	0.000	153
68	134	0.0816	0.0766	0.000	236
134	135	0.1783	0.0883	0.000	153

134	136	0.0955	0.0897	0.000	236
136	137	0.0811	0.0761	0.000	236
137	138	0.0418	0.0207	0.000	153
69	139	0.3517	0.1742	0.000	153
70	140	0.0538	0.0266	0.000	153
71	141	0.0388	0.0364	0.000	236
72	142	0.0358	0.0336	0.000	236
73	143	0.1761	0.1654	0.000	236
74	144	0.0080	0.0075	0.000	236
144	145	0.0204	0.0192	0.000	236
144	146	0.0597	0.0561	0.000	236
75	147	0.0577	0.0542	0.000	236
76	148	0.1126	0.0557	0.000	153
77	149	0.0139	0.0069	0.000	153
78	150	0.1723	0.0854	0.000	153
8	151	0.0119	0.0112	0.000	236
151	152	0.0327	0.0109	0.000	196
151	153	0.0468	0.0232	0.000	153
153	154	0.0528	0.0261	0.000	153
154	155	0.0139	0.0069	0.000	153
154	156	0.0219	0.0109	0.000	153
153	157	0.1195	0.0592	0.000	153
9	158	0.0697	0.0345	0.000	153
158	159	0.1091	0.0365	0.000	196
10	160	0.0640	0.0214	0.000	196
11	161	0.1026	0.0508	0.000	153
12	162	0.0104	0.0060	0.000	288
162	163	0.0848	0.0491	0.000	288
163	164	0.0480	0.0278	0.000	288
13	165	0.0556	0.0397	0.000	196
165	166	0.0818	0.0584	0.000	196
166	167	0.4005	0.1983	0.000	153
166	168	0.1160	0.0828	0.000	196
168	169	0.2311	0.1145	0.000	153
168	170	0.1193	0.0852	0.000	196
170	171	0.1405	0.0696	0.000	153
170	172	0.4114	0.2038	0.000	153
170	173	0.0558	0.0276	0.000	153
173	174	0.0379	0.0187	0.000	153
173	175	0.2321	0.1150	0.000	153
15	176	0.1265	0.0627	0.000	153
16	177	0.2859	0.1416	0.000	153
17	178	0.2949	0.1460	0.000	153

ANEXO 6. Carga en MW y MVAR del Sistema Eléctrico - 178 barras.

	ZONA 1		ZONA 2		ZONA 3	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
SUMATORIA DE VALORES DE CARGAS	3.074	0.592	3.903	0.706	4.831	0.706

				SISTEMA ELÉCTRICO INICIAL					
				ZONA 1		ZONA 2		ZONA 3	
Barra	SED	Trafo en KVA	Trafo en MVA	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
14	E101746	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
18	E101918	125	0.125	0.034	0.007	0.043	0.008	0.053	0.008
19	E102261	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
20	E102262	75	0.075	0.020	0.004	0.026	0.005	0.032	0.005
22	E102263	75	0.075	0.020	0.004	0.026	0.005	0.032	0.005
23	E102264	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
24	E103207	300	0.3	0.081	0.016	0.103	0.019	0.128	0.019
25	E101229	200	0.2	0.054	0.010	0.069	0.012	0.085	0.012
26	E102564	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
27	E103163	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
33	E101235	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
35	E101236	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
37	E101237	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
38	E101231	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
39	E101232	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
40	E101233	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
43	E101194	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
44	E101193	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
45	E101195	125	0.125	0.034	0.007	0.043	0.008	0.053	0.008
46	E102102	80	0.08	0.022	0.004	0.028	0.005	0.034	0.005
47	E101192	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
48	E101696	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
49	E101241	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
50	E101683	175	0.175	0.047	0.009	0.060	0.011	0.074	0.011
51	E101239	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
52	E101240	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
53	E101755	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
54	E101230	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
55	E101242	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
56	E101243	75	0.075	0.020	0.004	0.026	0.005	0.032	0.005
64	E101262	25	0.025	0.007	0.001	0.009	0.002	0.011	0.002
80	E103152	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
81	E101244	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
82	E101245	75	0.075	0.020	0.004	0.026	0.005	0.032	0.005
84	E101246	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
85	E101238	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
86	E101754	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003

87	E101247	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
88	E101248	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
89	E101249	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
90	E103063	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
93	E101256	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
96	E101257	125	0.125	0.034	0.007	0.043	0.008	0.053	0.008
99	E102323	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
100	E103063	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
101	E101254	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
102	E101255	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
103	E101206	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
106	E102213	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
107	E103171	75	0.075	0.020	0.004	0.026	0.005	0.032	0.005
108	E103172	75	0.075	0.020	0.004	0.026	0.005	0.032	0.005
109	E103064	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
110	E101258	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
111	E103065	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
112	E101985	125	0.125	0.034	0.007	0.043	0.008	0.053	0.008
113	E102322	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
115	E101250	37.5	0.0375	0.010	0.002	0.013	0.002	0.016	0.002
117	E101251	37.5	0.0375	0.010	0.002	0.013	0.002	0.016	0.002
118	E101253	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
119	E101259	37.5	0.0375	0.010	0.002	0.013	0.002	0.016	0.002
121	E102962	630	0.63	0.171	0.033	0.217	0.039	0.268	0.039
123	E101260	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
124	E101261	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
125	E101705	125	0.125	0.034	0.007	0.043	0.008	0.053	0.008
126	E101706	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
127	E101673	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
129	E101674	75	0.075	0.020	0.004	0.026	0.005	0.032	0.005
130	E101980	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
131	E102601	10	0.01	0.003	0.001	0.003	0.001	0.004	0.001
132	E101743	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
133	E101744	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
134	E101751	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
135	E101752	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
136	E101747	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
138	E101981	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
139	E101763	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
140	E101982	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
141	E102087	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
142	E102086	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
143	E102187	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
145	E101983	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
146	E102085	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
147	E102088	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
148	E102089	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006

149	E102473	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
150	E102368	250	0.25	0.068	0.013	0.086	0.016	0.106	0.016
152	E101263	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
155	E102547	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
156	E102079	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
157	E102565	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
158	E101264	75	0.075	0.020	0.004	0.026	0.005	0.032	0.005
159	E101265	200	0.2	0.054	0.010	0.069	0.012	0.085	0.012
160	E101266	130	0.13	0.035	0.007	0.045	0.008	0.055	0.008
161	E101267	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
162	E101268	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
163	E101269	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
164	E101270	160	0.16	0.043	0.008	0.055	0.010	0.068	0.010
165	E101741	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
167	E102164	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
168	E101742	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
169	E102151	37.5	0.0375	0.010	0.002	0.013	0.002	0.016	0.002
171	E102124	37.5	0.0375	0.010	0.002	0.013	0.002	0.016	0.002
172	E102123	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006
174	E102149	37.5	0.0375	0.010	0.002	0.013	0.002	0.016	0.002
175	E102150	75	0.075	0.020	0.004	0.026	0.005	0.032	0.005
176	E101753	50	0.05	0.014	0.003	0.017	0.003	0.021	0.003
177	E102165	75	0.075	0.020	0.004	0.026	0.005	0.032	0.005
178	E101919	100	0.1	0.027	0.005	0.034	0.006	0.043	0.006

ANEXO 7. Cable AAAC y N2XSY utilizados en el sistema eléctrico 178 barras

Tipos de cables aéreo AAAC

Tipo de Cable	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	Capacidad Nominal (Amp)
AAAC_3x35mm2	0.996	0.493	153
AAAC_3x50mm2	0.670	0.478	196
AAAC_3x70mm2	0.497	0.467	236
AAAC_3x120mm2	0.269	0.440	348

Fuente: Elaboración propia

Tipos de cables subterráneo N2XSY

Tipo de Cable	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	Capacidad Nominal (Amp)
N2XSY_3x25mm2	0.727	0.243	196
N2XSY_3x35mm2	0.524	0.233	239
N2XSY_3x50mm2	0.387	0.224	288
N2XSY_3x120mm2	0.153	0.204	501

Fuente: Elaboración propia

ANEXO 8. Solicitud de información técnica del Sistema Eléctrico 178 Barras



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
Facultad de Ingeniería Mecánica
Unidad de Posgrado

“Año del Bicentenario, de la consolidación de nuestra Independencia, y de la conmemoración de las heroicas batallas de Junín y Ayacucho”

Lima, 4 de junio del 2024

Señores
ELECTRONOROESTE S.A.
Presente.-

Atención: Ing. Rolando Puican Arbulú
Gerente Técnico

Asunto : Solicitud de información para uso académico
Referencia : Tesis de maestría de Ing. Marco Troncos Riofrio

De nuestra consideración:

Tenemos el agrado de dirigirnos a usted para expresarle nuestro cordial saludo, y a la vez presentarle al **Ing. M arco Aurelio Troncos Riofrio**, con los datos de identificación siguientes:

N° de DNI : **70855202**
Código de alumno UNI : **20226296B**
Correo electrónico : marco.troncos.r@uni.pe
Telefonop celular : **974 263 805**

El Ing. Marco Troncos Riofrio, con beca del Convenio Específico 2021 MINEM – CARELEC/UNI, fue alumno de la Maestría en Ingeniería con mención en Ingeniería y Gerencia de Mantenimiento, que se desarrolló en la Unidad de Posgrado de la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Nacional de Ingeniería “UNI”.

Habiendo culminado sus estudios con éxito, en diciembre del 2023, en su condición de egresado el Ing. Marco Troncos viene desarrollando su tesis titulada **“Colocación óptima de bancos de condensadores mediante Programación Lineal Entera Mixta (PLEM) para mejorar la confiabilidad de los Sistemas Eléctricos Radiales de Distribución”**.

En el marco de la Ley de Transparencia y acceso a la información pública N° 27806 y su reglamento, respetuosamente solicitamos su autorización para que el referido Tesista, pueda obtener y utilizar con fines de investigación académica información concerniente a un alimentador MT crítico en confiabilidad de la ciudad de Piura, la información requerida se detalla en el anexo adjunto.

Cabe resaltar que, el acceso a información detallada es esencial para el desarrollo y culminación del trabajo académico de investigación, cuyo resultado permitirá la creación de un modelo para la ubicación óptima de bancos de condensadores, cuyo objetivo es mejorar la calidad de la energía y la confiabilidad del alimentador, así como reducir las pérdidas eléctricas, lo que a su vez permite un importante ahorro económico. Sin duda los resultados



Av. Túpac Amaru 210, Lima 25, Perú
Telefax 481-8918 / Teléfono 481-1070 Anexo 4403-4415
E-mail: posgrado_fim@uni.edu.pe Página Web: <http://posgradofim.uni.edu.pe>

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por DISTRILUZ, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la siguiente dirección web: <https://hidrandina.distriluz.com.pe/SistemaCasillaVerificacion> usando el código: G0HRYP

Para un próximo trámite, señalar el número de expediente: 20240112019165



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

Facultad de Ingeniería Mecánica Unidad de Posgrado

obtenidos con la investigación serán compartidos con su representada para su consideración, evaluación y posterior uso y aplicación si lo consideran conveniente.

Sin otro en particular, reiteramos nuestro saludo y quedamos de ustedes.

Atentamente,



MSc SAMUEL V. RIVERA CASTILLA
Coordinador Maestrías CARELEC

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por DISTRILUZ, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la siguiente dirección web: <https://hidrandina.distriluz.com.pe/SistemaCasillaVerificacion> usando el código: G0HRVP Para un próximo trámite, señalar el número de expediente: 20240112019165



Av. Túpac Amaru 210, Lima 25, Perú
Telefax 481-8918 / Teléfono 481-1070 Anexo 4403-4415
E-mail: posgrado_fim@uni.edu.pe

Página Web: <http://posgradofim.uni.edu.pe>



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

Facultad de Ingeniería Mecánica
Unidad de Posgrado

ANEXO

INFORMACIÓN REQUERIDA DE UN ALIMENTADOR MT CRÍTICO EN CONFIABILIDAD DE LA CIUDAD DE PIURA

- ✓ TOPOLOGÍA DE LA RED: ARCHIVO QGIS DONDE SE MUESTRE LA TOPOLOGÍA Y RECORRIDO DEL ALIMENTADOR MT, DETALLANDO LOS VALORES DE LONGITUD Y CALIBRE DE CONDUCTOR CON SUS RESPECTIVOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS, CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y UBICACIÓN DE: TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, FUSIBLES CUT OUT, SECCIONAMIENTOS, RECONECTADORES Y OTROS EQUIPOS DE RED.
- ✓ DEMANDA Y PERFIL DE DEMANDA EN (KW) Y (KVAR) REGISTRADA EN EL ÚLTIMO MES (**MAYO 2024**) DE TODO EL ALIMENTADOR.
- ✓ PERFIL DE TENSIONES REGISTRADAS EN EL ÚLTIMO MES (**MAYO 2024**) DE TODO EL ALIMENTADOR.
- ✓ HISTORIAL DE FALLAS OCURRIDAS DURANTE TODO EL (**AÑO 2023**) EN EL ALIMENTADOR, SEÑALANDO TIPO Y CAUSA DE FALLA, ASÍ COMO EL TIEMPO DE REPARACIÓN DE LAS MISMAS.

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por DISTRILUZ, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la siguiente dirección web: <https://hidrandina.distriluz.com.pe/SistemaCasillaVerificacion> usando el código: G0HRVP
Para un próximo trámite, señalar el número de expediente: 20240112019165



Av. Túpac Amaru 210, Lima 25, Perú
Telefax 481-8918 / Teléfono 481-1070 Anexo 4403-4415
E-mail: posgrado_fim@uni.edu.pe

Página Web: <http://posgradowim.uni.edu.pe>

ANEXO 9. Cotización de banco de condensadores 3Φ - 188 kVAR



Diseño y fabricación de tableros de baja tensión y celdas de media tensión, Diseño y fabricación de transformadores de distribución, monofásicos y trifásicos refrigerados en aceite de tanques rectangular, transformadores monofásicos y trifásicos secos, Servicio de comercialización de productos eléctricos y de iluminación, Venta de servicio de calibración de instrumentos eléctricos de medición.



ISO 9001:2015

Lima, 31 de Octubre del 2024

Nº Proforma: RC-261-2763001B

Señores:
ETECSA

Presente:

Atn. : Ing. Marco Troncos

Referencia: **Compensación distribuida de circuitos eléctricos en 10KV, Alimentador A1008**

Estimado señores:

En atención a su amable solicitud les enviamos nuestra Oferta Técnica del asunto en referencia.

OFERTA ECONÓMICA

Item	Descripción	Cant.	Valor Venta Unitario (\$)	Valor Venta Total (\$)
01	INTERRUPTOR AUTOMATICO TRIPOLAR DE USO EXTERIOR 15kV 800A 16ka 125kV BIL . MODELO: NOVA LBS15 MARCA: EATON INDUSTRIES	1	12,500.00	12,500.00
02	CONDENSADOR TRIFÁSICO 188KVAR en 10KV 60Hz. No incluye fusibles internos. Aislamiento de 28/75KV. Resistencia Interna de 75V/10min. Incluye soporte galvanizado en caliente. MODELO: ATENZ6041188 MARCA: LIFASA	1	1,200.00	1,200.00
03	SISTEMA DE DESCONEXIÓN TEMPORIZADA. Para descarga obligatoria y temporizada de los condensadores despues de la ausencia de tensión en línea y para posterior reconexión. Elimina sobretensiones transitorias.	1	600.00	600.00
LOS PRECIOS NO INCLUYEN EL IGV			Valor Venta Total (\$)	14,400.00

CONDICIONES COMERCIALES

- **Moneda** : Expresados en Dólares Americanos, **no incluye IGV.**
- **Forma de pago** : 100% adelantado con la orden de compra, otras formas a tratar.
- **Plazo de entrega** : 10 Semanas, contados desde la recepción conforme de su O/C, pago del adelanto y recepción de especificaciones técnicas y planos aprobados. **PREVIA CONFIRMACIÓN DE STOCK.**
- **Garantía** : 01 año en condiciones normales de funcionamiento.
- **Validez de la oferta** : 30 días calendario.
- **Lugar de entrega** : Almacén de PROMELSA, Calle Los Taladros 221/ El Naranjal – Lima
- **No incluye** : Servicio de montaje del interruptor ni configuración de relé de protección en obra.

Desde 1968

Principal: Av. N. Arriola 899 Sta. Catalina La Victoria, **Sucursal Lima:** Av. Guillermo Dansey 1094 Urb. Zona Industrial Lima Cercado / Av. Roosevelt 5975 (Ex República de Panamá) Miraflores, **Outlet:** Jr. Raúl Porras Barrenechea 1982 Urb. Chacra Ríos Sur, **Planta:** Jr. Los Taladros 221 Urb. Industrial El Naranjal, Independencia.
Provincias: Av. Sánchez Cerro – Urb. Santa Anita Mz. S Lt. 58, Piura / Jr. Unión 403 – 431, Trujillo / Urb. Coop. De Vivienda Universitaria Mz. C Lt. 9, Arequipa.
Central: 712.5500 Ventas: 712.5555 e-mail: promotores@promelsa.com.pe / servicioalcliente@promelsa.com.pe, www.promelsa.com.pe



Diseño y fabricación de tableros de baja tensión y celdas de media tensión, Diseño y fabricación de transformadores de distribución, monofásicos y trifásicos refrigerados en aceite de tanque rectangular, transformadores monofásicos y trifásicos secos, Servicio de comercialización de productos eléctricos y de iluminación, Venta de servicio de calibración de instrumentos eléctricos de medición.



ISO 9001:2015

OFERTA TÉCNICA

ITEM 001 INTERRUPTOR AUTOMATICO TRIPOLAR DE USO EXTERIOR 15kV 630A 16kA 125kV BIL .

RECLOSER 27kV, 800A, 16kA 125kV BIL MODELO: NOVA LBS27 MARCA: EATON INDUSTRIES		Cant. 01	
Características Eléctricas y Mecánicas:			
Tensión Nominal:	15 kV	Tensión de Servicio:	10kV
Corriente nominal:	630 A	Aislamiento a tensión y frecuencia industrial (1 min seco)	60kV
Tensión de impulso (kV pico):	75 kV	Poder de ruptura simétrico:	16 kA
Frecuencia:	60Hz	Ciclo de operación:	O-0.3s-CO-1.8s- CO-1.8s-CL
Norma ANSI / IEEE:	IEEE C37.60 /ANSI C37.85	Baterías ácido plomo / capacidad: Peso:	23Ah/24h cont, 90 Kg
Funciones de Protección: Sobre corriente:	50/51, 50N/51N,		
			
Equipamiento Incluido:			
➤ Interruptor de potencia automático tripolar de corte en vacío 15kV, 630A, 16kA,95kV BIL; con 03 sensores de corriente, 06 sensores de tensión, puertos de comunicación 1xRS-232, 2xEthernet RJ-45, 1Xusb. Protocolo de comunicación DNP3.0, IEC60870-5-101 e IEC 60870-5-104. ➤ Módulo de control del interruptor con sistema de temporización para bloqueo al cierre y baterías selladas de ácido plomo 13Ah, 24h de autonomía. ➤ Cable de conexión entre reconector y módulo de control, longitud de 6m. ➤ Software de configuración para PC Proview. ➤ Soporte Metálico para montaje en poste con abrazaderas, ➤ Abrazaderas para gabinete de control. ➤ Transformador de control monofásico en aceite 10/0.22kV 1kVA, para alimentación del gabinete de control. Incluye soporte metálico con abrazaderas.			

Desde 1968

Principal: AV. N. Ariola 899 Sta. Catalina La Victoria, Sucursal Lima: Av. Guillermo Dansey 1094 Urb. Zona Industrial Lima Cercado / Av. Roosevelt 5975 (Ex República de Panamá) Miraflores, Outlet: Jr. Raúl Porras Barrenechea 1982 Urb. Chacra Ricos Sur, Planta: Jr. Los Taladros 221 Urb. Industrial El Naranjal, Independencia.
Provincias: Av. Sánchez Cerro - Urb. Santa Anita Mz. S Lt. 58, Piura / Jr. Unión 403 - 431, Trujillo / Urb. Coop. De Vivienda Universitaria Mz. C Lt. 9, Arequipa.
Central: 712.5500 Ventas: 712.5555 e-mail: promotores@promelsa.com.pe / servicioalcliente@promelsa.com.pe, www.promelsa.com.pe

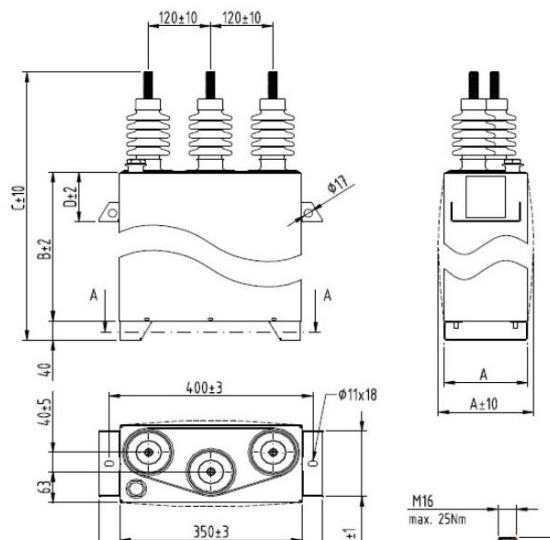


Diseño y fabricación de tableros de baja tensión y celdas de media tensión, Diseño y fabricación de transformadores de distribución, monofásicos y trifásicos refrigerados en aceite de tanque rectangular, transformadores monofásicos y trifásicos secos, Servicio de comercialización de productos eléctricos y de iluminación, Venta de servicio de calibración de instrumentos eléctricos de medición.



ISO 9001:2015

Dimensiones generales de condensador monofásico propuesto



CONSIDERACIONES ADICIONALES

1. Inspección general del equipamiento.
2. Verificación de las características técnicas de los equipos.
3. Revisión de cableado.
4. Pruebas de funcionamiento eléctrico.
5. Pruebas funcionales del sistema de bloqueo temporizado
6. Pruebas de aislamiento con tensión aplicada $28 \text{ KV} \times 1 \text{ min}$.
7. Prueba del circuito de disparo.

Desde 1968

Principal: Av. N. Ariola 899 Sta. Catalina La Victoria, **Sucursal Lima:** Av. Guillermo Dansey 1094 Urb. Zona Industrial Lima Cercado / Av. Roosevelt 5975 (Ex República de Panamá) Miraflores, **Outlet:** Jr. Raúl Porras Barrenechea 1982 Urb. Chacra Ríos Sur, **Planta:** Jr. Los Taladros 221 Urb. Industrial El Naranjal, Independencia.
Provincias: Av. Sánchez Cerro – Urb. Santa Anita Mz. S Lt. 58, Piura / Jr. Unión 403 – 431, Trujillo / Urb. Coop. De Vivienda Universitaria Mz. C.Lt. 9, Arequipa.
Central: 712.5500 **Ventas:** 712.5555 **e-mail:** promotores@promelsa.com.pe / servicioalcliente@promelsa.com.pe, www.promelsa.com.pe

ANEXO 10. Cotización de banco de condensadores 3Φ 495 kVAR



Diseño y fabricación de tableros de baja tensión y celdas de media tensión, Diseño y fabricación de transformadores de distribución, monofásicos y trifásicos refrigerados en aceite de tanque rectangular, transformadores monofásicos y trifásicos secos, Servicio de comercialización de productos eléctricos y de iluminación, Venta de servicio de calibración de instrumentos eléctricos de medición.



ISO 9001:2015

Lima, 31 de Octubre del 2024

Nº Proforma: RC-261-2763001A

Señores:
ETECSA

Presente:

Atn. : Ing. Marco Troncos

Referencia: Compensación distribuida de circuitos eléctricos en 10KV, Alimentador A1008

Estimado señores:

En atención a su amable solicitud les enviamos nuestra Oferta Técnica del asunto en referencia.

OFERTA ECONÓMICA

Item	Descripción	Cant.	Valor Venta Unitario (\$)	Valor Venta Total (\$)
01	INTERRUPTOR AUTOMATICO TRIPOLAR DE USO EXTERIOR 15kV 800A 16kA 125kV BIL . MODELO: NOVA LBS15 MARCA: EATON INDUSTRIES	1	12,500.00	12,500.00
02	CONDENSADOR MONOFÁSICO 165KVAR en 5.77KV 60Hz. No incluye fusibles internos. Aislamiento de 28/75KV. Resistencia Interna de 75V/10min. Incluye soporte galvanizado en caliente. MODELO: AMENZ6041165 MARCA: LIFASA	3	1,100.00	3,300.00
03	SISTEMA DE DESCONEXIÓN TEMPORIZADA. Para descarga obligatoria y temporizada de los condensadores despues de la ausencia de tensión en línea y para posterior reconexión. Elimina sobretensiones transitorias.	1	600.00	600.00
LOS PRECIOS NO INCLUYEN EL IGV			Valor Venta Total (\$)	16,400.00

CONDICIONES COMERCIALES

- **Moneda** : Expresados en Dólares Americanos, **no incluye IGV.**
- **Forma de pago** : 100% adelantado con la orden de compra, otras formas a tratar.
- **Plazo de entrega** : 10 Semanas, contados desde la recepción conforme de su O/C, pago del adelanto y recepción de especificaciones técnicas y planos aprobados. **PREVIA CONFIRMACIÓN DE STOCK.**
- **Garantía** : 01 año en condiciones normales de funcionamiento.
- **Validez de la oferta** : 30 días calendario.
- **Lugar de entrega** : Almacén de PROMELSA, Calle Los Taladros 221/ El Naranjal – Lima
- **No incluye** : Servicio de montaje del interruptor ni configuración de relé de protección en obra.

Principal: AV. N. Arriola 899 Sta. Catalina La Victoria, **Sucursal Lima**: Av. Guillermo Dansey 1094 Urb. Zona Industrial Lima Cercado / Av. Roosevelt 5975 (Ex República de Panamá) Miraflores, **Outlet**: Jr. Raúl Porras Barrenechea 1982 Urb. Chacra Rios Sur, **Planta**: Jr. Los Taladros 221 Urb. Industrial El Naranjal, Independencia.
Provincias: Av. Sánchez Cerro – Urb. Santa Anita Mz. S Lt. 58, Piura / Jr. Unión 403 – 431, Trujillo / Urb. Coop. De Vivienda Universitaria Mz. C Lt. 9, Arequipa.
Central: 712.5500 Ventas: 712.5555 e-mail: promotores@promelsa.com.pe / servicioalcliente@promelsa.com.pe, www.promelsa.com.pe

Desde 1968



Diseño y fabricación de tableros de baja tensión y celdas de media tensión, Diseño y fabricación de transformadores de distribución, monofásicos y trifásicos refrigerados en aceite de tanque rectangular, transformadores monofásicos y trifásicos secos, Servicio de comercialización de productos eléctricos y de iluminación, Venta de servicio de calibración de instrumentos eléctricos de medición.



ISO 9001:2015

OFERTA TÉCNICA

ITEM 001 INTERRUPTOR AUTOMATICO TRIPOLAR DE USO EXTERIOR 15kV 630A 16kA 125kV BIL .

RECLOSER 27kV, 800A, 16kA 125kV BIL MODELO: NOVA LBS27 MARCA: EATON INDUSTRIES		Cant. 01	
Características Eléctricas y Mecánicas:			
Tensión Nominal:	15 kV	Tensión de Servicio:	10kV
Corriente nominal:	630 A	Aislamiento a tensión y frecuencia industrial (1 min seco)	60kV
Tensión de impulso (kV pico):	75 kV	Poder de ruptura simétrico:	16 kA
Frecuencia:	60Hz	Ciclo de operación:	O-0.3s-CO-1.8s- CO-1.8s-CL
Norma ANSI / IEEE:	IEEE C37.60 /ANSI C37.85	Baterías acido plomo / capacidad: Peso:	23Ah/24h cont, 90 Kg
Funciones de Protección: Sobre corriente:	50/51, 50N/51N,		
			
Equipamiento Incluido:			
➤ Interruptor de potencia automático tripolar de corte en vacío 15kV, 630A, 16kA,95kV BIL; con 03 sensores de corriente, 06 sensores de tensión, puertos de comunicación 1xRS-232, 2xEthernet RJ-45, 1Xusb. Protocolo de comunicación DNP3.0, IEC60870-5-101 e IEC 60870-5-104. ➤ Módulo de control del interruptor con sistema de temporización para bloqueo al cierre y baterías selladas de ácido plomo 13Ah, 24h de autonomía. ➤ Cable de conexión entre reconector y módulo de control, longitud de 6m. ➤ Software de configuración para PC Proview. ➤ Soporte Metálico para montaje en poste con abrazaderas, ➤ Abrazaderas para gabinete de control. ➤ Transformador de control monofásico en aceite 10/0.22kV 1kVA, para alimentación del gabinete de control. Incluye soporte metálico con abrazaderas.			

Desde 1968

Principal: AV. N. Ariola 899 Sta. Catalina La Victoria, Sucursal Lima: Av. Guillermo Dansey 1094 Urb. Zona Industrial Lima Cercado / Av. Roosevelt 5975 (Ex República de Panamá) Miraflores, Outlet: Jr. Raúl Porras Barrenechea 1982 Urb. Chacra Ricos Sur, Planta: Jr. Los Taladros 221 Urb. Industrial El Naranjal, Independencia.
Provincias: Av. Sánchez Cerro - Urb. Santa Anita Mz. S Lt. 58, Piura / Jr. Unión 403 - 431, Trujillo / Urb. Coop. De Vivienda Universitaria Mz. C Lt. 9, Arequipa.
Central: 712.5500 Ventas: 712.5555 e-mail: promotores@promelsa.com.pe / servicioalcliente@promelsa.com.pe, www.promelsa.com.pe

21