

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
INFORMÁTICA Y MECÁNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE CAPACITORES PARA REDUCIR  
LAS PERDIDAS TÉCNICAS DE ENERGIA EN EL ALIMENTADOR  
DE MEDIA TENSIÓN EN 10.5 KV DOLORESPATA 04-CUSCO- 2024**

**PRESENTADO POR:**

Br. YON HENRY PALACIOS QUISPE  
Br. EFRAIN USCAMAYTA QUISPE

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL  
DE INGENIERO ELECTRICISTA**

**ASESOR:**

Dr. DONATO MAMANI PARI

**CUSCO – PERÚ  
2026**



# Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco

## INFORME DE SIMILITUD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-321-2025-UNSAAC)

El que suscribe, el Asesor ..... **DONATO MAMANI PARI** ..... quien aplica el software de detección de similitud al trabajo de investigación/tesis titulada: **LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE CAPACITORES PARA REDUCIR LAS PERDIDAS TÉCNICAS DE ENERGIA EN EL ALIMENTADOR DE MEDIA TENSIÓN EN 10.5 KV** ..... **DOLORES PATA 04-CUSCO-2024** .....

Presentado por: **YON HENRY PALACIOS QUISPE** DNI N° **46730316**, presentado por: **EFRAIN VSCAMAYTA QUISPE** DNI N°: **70813822**.

Para optar el título Profesional/Grado Académico de ..... **INGENIERO ELECTRICISTA** .....

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por **02** veces, mediante el Software de Similitud, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso del Sistema Detección de Similitud en la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de ..... **2** %.

### Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No sobrepasa el porcentaje aceptado de similitud.	X
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las subsanaciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, conforme al reglamento, quien a su vez eleva el informe al Vicerrectorado de Investigación para que tome las acciones correspondientes; Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de Asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y adjunto las primeras páginas del reporte del Sistema de Detección de Similitud.

Cusco, **28** de ..... **ENERO** ..... de **2026** .....

Firma

Post firma..... **Donato Mamani Pari**

Nro. de DNI..... **231876507**

ORCID del Asesor **0000-0002-0998-3424**

### Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema de Detección de Similitud: oid: **27259:550157042**

# YON-EFRAIN PALACIOS-USCAMAYTA

## TESIS PALACIOS-USCAMAYTA REPOSITORIO pdf..pdf

 Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

### Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::27259:550157042

165 páginas

Fecha de entrega

28 ene 2026, 6:00 a.m. GMT-5

34.077 palabras

Fecha de descarga

28 ene 2026, 6:05 a.m. GMT-5

169.979 caracteres

Nombre del archivo

TESIS PALACIOS-USCAMAYTA REPOSITORIO pdf..pdf

Tamaño del archivo

4.7 MB

## 2% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada página.

### Filtrado desde el informe

- ▶ Bibliografía
- ▶ Texto citado
- ▶ Texto mencionado
- ▶ Coincidencias menores (menos de 20 palabras)

### Exclusiones

- ▶ N.º de fuentes excluidas
- ▶ N.º de coincidencias excluidas

### Fuentes principales

2%	 Fuentes de Internet
0%	 Publicaciones
1%	 Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

### Marcas de integridad

#### N.º de alerta de integridad para revisión

##### Caracteres reemplazados

62 caracteres sospechosos en N.º de páginas

Las letras son intercambiadas por caracteres similares de otro alfabeto

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.



DR. DONATO MAMANI PARI  
ASESOR DE TESIS

## AGRADECIMIENTO

*“Agradecemos a Dios por darnos la fortaleza y sabiduría para culminar esta etapa de nuestra formación profesional. A nuestra alma mater, la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco (UNSAAC) y a la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, por brindarnos la formación académica necesaria para nuestro desarrollo profesional.*

*Nuestro especial reconocimiento al Dr. Donato Mamani Pari, nuestro asesor de tesis, por su dedicación, orientación académica y valiosos aportes que fueron fundamentales para la culminación exitosa de este trabajo. A todos los docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica por compartir sus conocimientos y experiencias durante nuestra formación universitaria. A nuestras familias por su amor incondicional, apoyo constante y sacrificios realizados para hacer posible nuestros estudios.*

*A nuestros compañeros y amigos por su compañía y apoyo durante esta travesía académica”.*

*Los tesis*

## **DEDICATORIA**

*“Dedico este trabajo a mis queridos padres, por su amor incondicional, sacrificio y fe en mis capacidades. Su ejemplo de trabajo y perseverancia ha sido mi mayor inspiración durante toda mi formación profesional.*

*A mis hermanos, por su cariño, apoyo y compañía durante todos estos años de estudio. A mis abuelos, por sus sabios consejos y bendiciones que me han acompañado en cada paso de este camino. Este logro es también suyo, porque sin su amor y apoyo constante, nada de esto habría sido posible”.*

***Yon Henry Palacios Quispe.***

*“Dedico este trabajo a Dios, por ser mi guía espiritual y darme la fortaleza necesaria para superar cada obstáculo durante mi formación académica.*

*A mi familia, especialmente a mi madre Juliana, por su amor infinito y sacrificio incondicional para brindarme la mejor educación. A mis hermanos, por su cariño sincero y apoyo constante en los momentos más difíciles.*

*A mis profesores, que fueron fundamentales en mi desarrollo profesional. A mis amigos, por su amistad verdadera y los momentos compartidos que hicieron más llevadera esta travesía universitaria. Con profunda gratitud, dedico este trabajo a todos ustedes”.*

***Efrain Uscamayta Quispe***

## PRESENTACIÓN

Señor Decano de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, Señores Docentes miembros del Jurado de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica. En concordancia y cumplimiento con las disposiciones del Reglamento De Grados y Títulos Vigentes, con el objeto de optar al título profesional de Ingeniero Electricista, presento ante ustedes la tesis intitulada: “LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE CAPACITORES PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA EN EL ALIMENTADOR DE MEDIA TENSIÓN EN 10.5 KV DOLORESPATA 04-CUSCO- 2024”, trabajo de investigación que tiene como finalidad ampliar los estudios sobre la optimización de los sistemas de distribución eléctrica, enfocándose específicamente en la localización óptima de capacidores para la reducción de pérdidas técnicas de energía en el alimentador de media tensión en 10.5 kV Dolorespata 04, Cusco – 2024. La aplicación de esta metodología permite mejorar la eficiencia energética del sistema eléctrico, mediante una adecuada compensación de potencia reactiva, lo que contribuye a una planificación más técnica y precisa en proyectos de infraestructura eléctrica orientados al desarrollo sostenible.

El presente trabajo está estructurado en cinco capítulos, descritos a continuación:

**Capítulo I** aborda las generalidades de la investigación, estableciendo la problemática, los objetivos, hipótesis, justificación, metodología y variables de estudio, así como los alcances y limitaciones del trabajo.

**Capítulo II** desarrolla el marco teórico que sustenta la investigación, incluyendo antecedentes relevantes y conceptos fundamentales sobre eficiencia energética, compensación reactiva y características del sistema de distribución estudiado.

**Capítulo III** realiza un análisis detallado de las condiciones operativas actuales del alimentador Dolorespata 04, utilizando herramientas de simulación para identificar los factores que contribuyen a las pérdidas técnicas.

**Capítulo IV** describe el proceso metodológico para la localización óptima y el dimensionamiento de bancos de capacitores, con base en criterios técnicos y resultados obtenidos mediante simulación computacional.

**Capítulo V** presenta la evaluación del impacto técnico de la compensación reactiva, comparando diferentes escenarios de instalación de capacitores para determinar la alternativa más eficiente en términos de reducción de pérdidas y mejora del perfil de tensión.

## INTRODUCCIÓN

La eficiencia energética se ha convertido en un pilar fundamental en la planificación y operación de los sistemas eléctricos de distribución. En este contexto, las pérdidas técnicas de energía representan uno de los principales desafíos para las empresas distribuidoras, afectando tanto la calidad del servicio como la rentabilidad operativa. El presente estudio se enfoca en el alimentador de media tensión Dolorespata 04, ubicado en la zona de concesión de Electro Sur Este S.A.A., en la ciudad de Cusco. Este alimentador presenta pérdidas técnicas que superan el 4.01%, principalmente por efecto Joule, debido a la extensión de sus redes.

El uso de bancos de capacitores es una estrategia efectiva para reducir las pérdidas técnicas, mejorar el perfil de tensiones y optimizar el factor de potencia. No obstante, su efectividad depende en gran medida de una localización y dimensionamiento óptimos. En este sentido, la investigación plantea la aplicación de un enfoque metodológico basado en simulaciones de flujo de potencia, análisis de carga y evaluación del perfil de tensiones, con el objetivo de determinar mejores ubicaciones para la instalación de capacitores en el alimentador Dolorespata 04.

A lo largo del trabajo se realiza un análisis del sistema de distribución, evaluando tanto sus condiciones operativas actuales como los efectos de diferentes escenarios de compensación reactiva. Finalmente, se busca validar que la implementación óptima de bancos de capacitores no solo reduce las pérdidas técnicas, sino que también mejora la confiabilidad y estabilidad del sistema eléctrico en beneficio de los usuarios finales.

## RESUMEN

La presente tesis tiene como objetivo determinar la localización óptima de capacitores en el alimentador de media tensión Dolorespata 04 de 10.5 kV, con el fin de reducir las pérdidas técnicas de energía registradas durante el año 2024. El alimentador analizado presenta pérdidas promedio superiores al 4.01%, producto de factores como la gran longitud de la red, el tipo de conductores utilizados y la falta de una adecuada compensación de energía reactiva.

Para abordar esta problemática, se desarrolló una metodología cuantitativa basada en simulaciones del flujo de carga con el software NEPLAN, análisis del perfil de tensiones, análisis de pérdidas técnicas; dimensionamiento de bancos de capacitores y evaluación técnica de distintos escenarios de compensación: instalación en un solo punto; en tres puntos estratégicos y a 2/3 de la longitud del alimentador. Los resultados demostraron que una adecuada localización y dimensionamiento de los bancos de capacitores reduce las pérdidas de potencia activa en el mejor escenario en 46.56 kW, reduciendo el porcentaje de las pérdidas de 4.01% a 3.45%, lo que evidencia una mejora significativa en la eficiencia del sistema y el perfil de los niveles de tensión.

Este trabajo tiene un impacto técnico, ya que proporciona una herramienta útil para la planificación de mejoras en redes de distribución eléctrica, contribuyendo a la eficiencia energética y la mejora del servicio eléctrico. Además, representa un aporte académico para futuros estudios sobre compensación reactiva y optimización de redes eléctricas.

**Palabras clave:** Pérdidas técnicas, Compensación reactiva, Alimentador Dolorespata 04, Distribución eléctrica.

## ABSTRACT

This thesis aims to determine the optimal placement of capacitors in the Dolorespata 04 medium voltage feeder (10.5 kV), in order to reduce the technical energy losses recorded during the year 2024. The analyzed feeder exhibits average losses exceeding 4.01%, resulting from factors such as the considerable length of the network, the type of conductors used, and the lack of adequate reactive power compensation.

To address this problem, a quantitative methodology was developed based on load flow simulations using NEPLAN software, analysis of the voltage profile, analysis of technical losses, sizing of capacitor banks, and technical evaluation of different compensation scenarios: installation at a single point, at three strategic points, and at 2/3 of the feeder's length. The results demonstrated that adequate placement and sizing of the capacitor banks reduces the active power losses in the best scenario by 46.56 kW, lowering the loss percentage from 4.01% to 3.45%, which evidences a significant improvement in system efficiency and the profile of voltage levels.

This work has a technical impact, as it provides a useful tool for planning improvements in electrical distribution networks, contributing to energy efficiency and the enhancement of the electrical service. Furthermore, it represents an academic contribution for future studies on reactive compensation and optimization of electrical networks.

Keywords: Technical losses, Reactive compensation, Dolorespata 04 Feeder, Electrical distribution.

## INDICE GENERAL

<b>AGRADECIMIENTO .....</b>	<b>ii</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>iii</b>
<b>PRESENTACIÓN.....</b>	<b>iv</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>vi</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>vii</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>viii</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>xiv</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS.....</b>	<b>xvi</b>
<b>GLOSARIO DE ABREVIATURAS .....</b>	<b>xviii</b>
<b>1. CAPÍTULO I: GENERALIDADES.....</b>	<b>20</b>
1.1. Ubicación geográfica .....	20
1.2. Problemática .....	22
1.2.1. Planteamiento del Problema .....	22
1.2.2. Formulación del Problema .....	26
1.3. Objetivos.....	26
1.3.1. Objetivo General.....	26
1.3.2. Objetivos Específicos.....	26
1.4. Justificación del Trabajo .....	27
1.5. Hipótesis .....	29
1.5.1. Hipótesis General.....	29
1.5.2. Hipótesis Específicas. ....	29
1.6. Operacionalización de Variables de estudio .....	30
1.6.1. Variable Dependiente.....	30
1.6.2. Variable Independiente .....	30

1.7. Alcances y Limitaciones .....	31
1.7.1. Alcances de la Investigación.....	31
1.7.2. Limitaciones de la Investigación .....	31
1.8. Metodología .....	33
1.8.1. Enfoque de la Investigación (Cuantitativo) .....	33
1.8.2. Tipo de Investigación (Aplicada).....	33
1.8.3. Nivel de Investigación (Explicativo) .....	33
1.8.4. Método de Investigación (Deductivo-Inductivo).....	33
1.8.5. Técnicas de Recolección de Datos.....	34
1.8.6. Procesamiento de Datos .....	35
1.9. Matriz de consistencia .....	35
<b>2. CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>38</b>
2.1. Antecedentes .....	38
2.1.1. ANTECEDENTES INTERNACIONALES .....	38
2.1.2. Antecedentes Nacionales .....	40
2.1.3. Antecedentes Locales.....	42
2.2. MARCO TEÓRICO .....	45
2.2.1. Eficiencia Energética .....	45
2.2.2. Eficiencia Energética en sistemas de distribución .....	45
2.2.3. Capacitores.....	45
2.2.4. Banco de capacitores.....	46
2.2.5. Capacitores en Derivación Shunt.....	47
2.2.6. Efectos De Capacitores En Shunt .....	48
2.2.7. Control de Tensión.....	49
2.2.8. Instalación de capacitores .....	50

2.2.9. Compensación Simple con Capacitores Fijos.....	50
2.2.10. Sistema Eléctrico De Distribución.....	51
2.2.11. Pérdidas de potencia .....	51
2.2.12. Pérdidas por el efecto joule.....	52
2.2.13. Subsistema De Distribución Secundaria .....	52
2.2.14. La Carga en los Sistemas de Distribución. ....	52
2.2.15. Características de la Carga Eléctrica.....	53
2.2.16. Topología de las Redes de Distribución .....	55
2.2.17. Descripción de la Subestación de Transformación Dolorespata.....	58
2.2.18. Ubicación Óptima de Capacitores en Sistemas de Distribución.....	58
2.2.19. Modelo Matemático de Optimización .....	59
<b>3. CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL ALIMENTADOR DOLORESPATA 04 .....</b>	<b>61</b>
3.1. Introducción .....	61
3.2. Perfil de la Estación Transformadora Dolorespata .....	61
3.2.1. Capacidad instalada y niveles de transformación .....	61
3.2.2. Diagrama unifilar .....	62
3.3. Configuración Técnica del alimentador DO-04.....	65
3.3.1. Topología detallada (radial/malla).....	65
3.3.2. Longitud total por tipo de conductor .....	65
3.3.3. Factor de carga histórico .....	65
3.4. Especificación de Conductores .....	67
3.4.1. Cableado Subterráneo .....	67
3.4.2. Tendido Aéreo .....	69
3.5. Categorización de Unidades .....	71

3.5.1. Distribución por Tipo de Servicio.....	71
3.5.2. Configuraciones de Instalación.....	71
3.5.3. Niveles de Tensión en el Secundario .....	72
3.5.4. Según la Potencia Instalada (kVA) .....	72
3.6. Comportamiento de Demanda .....	73
3.6.1. Potencia Activa Alimentador DO-04.....	73
3.6.2. Potencia Reactiva Alimentador DO-04 .....	74
3.6.3. Análisis de la Demanda Alimentador DO-04 .....	74
3.7. Modelamiento en NEPLAN.....	76
3.7.1. Simulación de flujos de potencia .....	77
3.7.2. Factores que generan pérdidas en el alimentador .....	79
<b>4. CAPÍTULO IV: LOCALIZACIÓN ÓPTIMA Y DIMENSIONAMIENTO DE BANCOS DE CAPACITORES .....</b>	<b>80</b>
4.1. Introducción .....	80
4.2. Criterios técnicos para la selección de nodos de compensación.....	80
4.2.1. Análisis de cargas .....	80
4.2.2. Análisis de perfil de tensiones .....	81
4.2.3. Análisis de pérdidas técnicas .....	84
4.2.4. Desglose de Pérdidas por Componente.....	85
4.3. DIMENSIONAMIENTO DE LOS BANCOS DE CAPACITORES .....	86
4.3.1. Verificación del Balance de Potencias.....	86
4.3.2. Factor de potencia de la carga actual .....	87
4.3.3. Cálculo de la potencia reactiva requerida .....	88
4.3.4. Especificaciones Técnicas de los Bancos de Capacitores.....	90
4.4. Estrategia de Instalación y Distribución de Bancos de Capacitores .....	92

4.4.1. Optimización mediante la Instalación de un Banco de Capacitores en un Solo Punto .....	92
4.4.2. Optimización mediante la Instalación de Bancos de Capacitores en Tres Puntos Estratégicos .....	96
4.4.3. Método Empírico para la Localización de Capacitores en Sistemas Radiales ..	99
4.5. Conclusiones del capítulo .....	102
<b>5. CAPÍTULO V: EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL ALIMENTADOR DOLORESPATA 04 .....</b>	<b>103</b>
5.1. Introducción .....	103
5.2. Análisis de pérdidas antes de la compensación .....	103
5.3. Análisis de los perfiles de tensión antes de la compensación.....	112
5.4. Implementación de los bancos de capacitores .....	114
5.4.1. Implementación de un banco de capacitores en un solo punto .....	115
5.4.2. Implementación de Bancos de Capacitores en Tres Puntos.....	124
5.4.3. Implementación a 2/3 de la longitud del alimentador.....	134
5.5. Comparación técnica de los escenarios de compensación.....	145
5.5.1. Reducción de pérdidas .....	145
5.5.2. Mejora en perfiles de tensión.....	147
5.6. Conclusión del capítulo .....	149
<b>CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS.....</b>	<b>150</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>153</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>155</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Localización de las redes del alimentador DO-04.....	20
Figura 1.2 <i>Distribución de las Redes MT del alimentador primario de distribución DO-04.</i>	21
Figura 2.1 <i>Funcionamiento básico de un capacitor.</i> .....	46
Figura 2.2 <i>Montaje de banco de capacidores en una red de distribución.....</i>	47
Figura 2.3 <i>Circuitos inductivos y diagrama fasorial con y sin un capacitor Shunt. ....</i>	48
Figura 2.4 <i>Efecto de la ubicación de un capacitor en un alimentador con carga uniformemente .....</i>	51
Figura 2.5 <i>Distribución con tipo radial .....</i>	56
Figura 2.6 <i>Distribución tipo anillo .....</i>	57
Figura 2.7 <i>Distribución tipo mallado.....</i>	58
Figura 3.1 <i>Diagrama unifilar sistema transmision de potencia Dolorespata .....</i>	63
Figura 3.2 <i>Diagrama unifilar de la subestación de transformación de Dolorespata.....</i>	64
Figura 3.3 <i>Diagrama de factor de carga Alimentador Dolorespata 04 .....</i>	66
Figura 3.4 <i>Distribución porcentual de SEDs por tipo de servicio en el alimentador DO-04 .</i>	71
Figura 3.5 <i>Configuración física de las 50 SEDs según tipo de instalación.....</i>	72
Figura 4.1 <i>Niveles de Voltaje en Media Tensión Alimentador DO-04 Situación Actual.....</i>	83
Figura 4.2 <i>Diagrama unifilar con la configuración de un capacitor .....</i>	95
Figura 4.3 <i>Diagrama unifilar con la configuración de 3 capacitores .....</i>	98
Figura 4.4 <i>Diagrama unifilar con la configuración de 1 capacitor mediante el método empírico .....</i>	101
Figura 5.1 <i>Ubicación de un Banco de Capacitores en un Solo Punto en NEPLAN .....</i>	115
Figura 5.2 <i>Ubicación de los tres bancos de capacitores en NEPLAN.....</i>	125
Figura 5.3 <i>Perfil Longitudinal para la Implementación de Compensación a 2/3 de Longitud del alimentador DO-04 .....</i>	135

Figura 5.4 <i>Ubicación de un Banco de Capacitores a 2/3 de la longitud del alimentador DO-04</i>	136
Figura 5.5 <i>Gráfica comparativa de pérdidas según estrategia de compensación con capacitores</i>	146
Figura 5.6 <i>Gráfica comparativa de los perfiles de tensión según estrategia de compensación con capacitores</i>	148

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 <i>Porcentaje de Pérdidas alimentador Dolorespata 04</i> .....	23
Tabla 1.2 <i>Balance de potencia del alimentador DO-04 (2024)</i> .....	24
Tabla 1.3 <i>Pérdidas técnicas por componente alimentador DO-04 (2024)</i> .....	24
Tabla 1.4 <i>Nodos fuera del rango permitido (tensión &lt; 95 %)</i> . .....	25
Tabla 1.5 <i>Variables e indicadores Dependientes</i> .....	30
Tabla 1.6 <i>Variables e indicadores Independientes</i> .....	30
Tabla 3.1 <i>Conductores subterráneos del Alimentador DO-04</i> .....	68
Tabla 3.2 <i>Conductores aéreos del Alimentador DO-04</i> .....	70
Tabla 3.3 <i>Demandada de Potencia Activa, Reactiva y Aparente en Diferentes Puntos de Consumo del Sistema de Distribución</i> .....	75
Tabla 3.4 <i>Demandada de Potencia Activa, Reactiva y Aparente en Diferentes Puntos de Consumo del Sistema de Distribución</i> .....	79
Tabla 4.1 <i>Cargas con Mayor Demanda de Potencia Reactiva</i> .....	81
Tabla 4.2 <i>Perfiles de tensión situación actual DO-04 año 2024</i> .....	81
Tabla 4.3 <i>Nodos con niveles de tensión por debajo del límite inferior permitido</i> .....	84
Tabla 4.4 <i>Balance de Potencia del Alimentador DO-04 Situación Actual</i> .....	85
Tabla 4.5 <i>Pérdidas Técnicas por Componente Situación Actual</i> .....	86
Tabla 4.6 <i>Índices de Priorización para Todos los Nodos</i> .....	93
Tabla 4.7 <i>Resultados de Optimización para Configuración Óptima</i> .....	96
Tabla 4.8 <i>Resultados de Optimización para Configuración Óptima</i> .....	99
Tabla 5.1 <i>Pérdidas por tramo de línea en la situación actual</i> .....	104
Tabla 5.2 <i>Pérdidas en transformadores de distribución bajo la condición actual del sistema</i> .....	109

Tabla 5.3 <i>Caídas de tensión en los nodos del alimentador Dolorespata 04 en la situación actual.....</i>	112
Tabla 5.4 <i>Escenarios propuestos para la instalación de bancos de capacitores .....</i>	114
Tabla 5.5 <i>Pérdidas por tramo de línea con la Implementación un Banco de Capacitores en un Solo Punto .....</i>	116
Tabla 5.6 <i>Pérdidas en transformadores de distribución bajo la Implementación de un Banco de Capacitores en un Solo Punto.....</i>	121
Tabla 5.7 <i>Pérdidas por tramo de línea con la Implementación de Bancos de Capacitores en Tres Puntos .....</i>	126
Tabla 5.8 <i>Pérdidas en transformadores de distribución con la Implementación de Bancos de Capacitores en Tres Puntos .....</i>	131
Tabla 5.9 <i>Pérdidas por tramo de línea con la Implementación a 2/3 de la longitud del alimentador DO-04 .....</i>	137
Tabla 5.10 <i>Pérdidas en transformadores de distribución con la Implementación a 2/3 de la longitud del alimentadorDO-04.....</i>	142
Tabla 5.11 <i>Resumen comparativo de pérdidas según estrategia de compensación con capacitores .....</i>	146
Tabla 5.12 <i>Resumen de caídas de tensión por escenario .....</i>	147

## **GLOSARIO DE ABREVIATURAS**

**FP (Factor de Potencia):**

Relación entre la potencia activa (P) y la potencia aparente (S) en un sistema eléctrico, indicando la eficiencia del uso de la energía.

**kV (Kilovoltios):**

Unidad de tensión eléctrica equivalente a 1,000 voltios.

**kW (Kilovatios):**

Unidad de potencia activa equivalente a 1,000 vatios.

**kVar (Kilovoltiamperios reactivos):**

Unidad de potencia reactiva en un sistema eléctrico.

**NEPLAN:**

Software de simulación y análisis de redes eléctricas.

**MT (Media Tensión):**

Nivel de tensión entre 1 kV y 36 kV, utilizado en distribución eléctrica.

**BT (Baja Tensión):**

Nivel de tensión inferior a 1 kV, empleado en consumo residencial e industrial.

**P (Potencia Activa):**

Energía eléctrica útil convertida en trabajo, medida en vatios (W) o kilovatios (kW).

**Q (Potencia Reactiva):**

Energía necesaria para el funcionamiento de campos electromagnéticos en equipos inductivos, medida en kVar.

**S (Potencia Aparente):**

Combinación vectorial de potencia activa y reactiva, medida en kVA (kilovoltiamperios).

**ANSI C84.1:**

Norma técnica que establece los rangos de tensión permitidos en sistemas eléctricos.

**I (Corriente Eléctrica):**

Flujo de carga eléctrica, medida en amperios (A).

**%V<sub>nom</sub> (Porcentaje de Tensión Nominal):**

Valor de tensión expresado como porcentaje del valor nominal del sistema.

**IP (Índice de Priorización):**

Métrica para identificar nodos críticos en la compensación de reactivos.

**Nodo (Barra):**

Punto de conexión en una red eléctrica donde se conectan cargas, generadores o líneas.

**Flujo de Carga (Load Flow):**

Análisis computacional para determinar tensiones, corrientes y potencias en una red eléctrica.

**Pérdidas Técnicas:**

Energía disipada en forma de calor en líneas y equipos debido a la resistencia y reactancia.

**Perfil de Tensión:**

Distribución de los niveles de tensión a lo largo de un alimentador eléctrico.

**Shunt:**

Conexión en paralelo de dispositivos como capacitores para compensación reactiva.

**COS( $\phi$ ) Coseno del Ángulo de Fase:**

Equivalente al factor de potencia en sistemas sinusoidales.

**Norma Técnica Peruana (NTP):**

Regulaciones técnicas peruanas para sistemas eléctricos.

**Regla 2/3:**

Método empírico para ubicar bancos de capacitores en sistemas radiales.

**Sub Estación de distribución (SED)**

# 1. CAPÍTULO I: GENERALIDADES

## 1.1. Ubicación geográfica

Este estudio se centra en la zona de concesión de la empresa Electro Sur Este S.A.A., que comprende tanto la línea principal como los ramales de Media Tensión del alimentador DO-04. La ruta de estas redes se presenta a continuación.

**Figura 1.1**

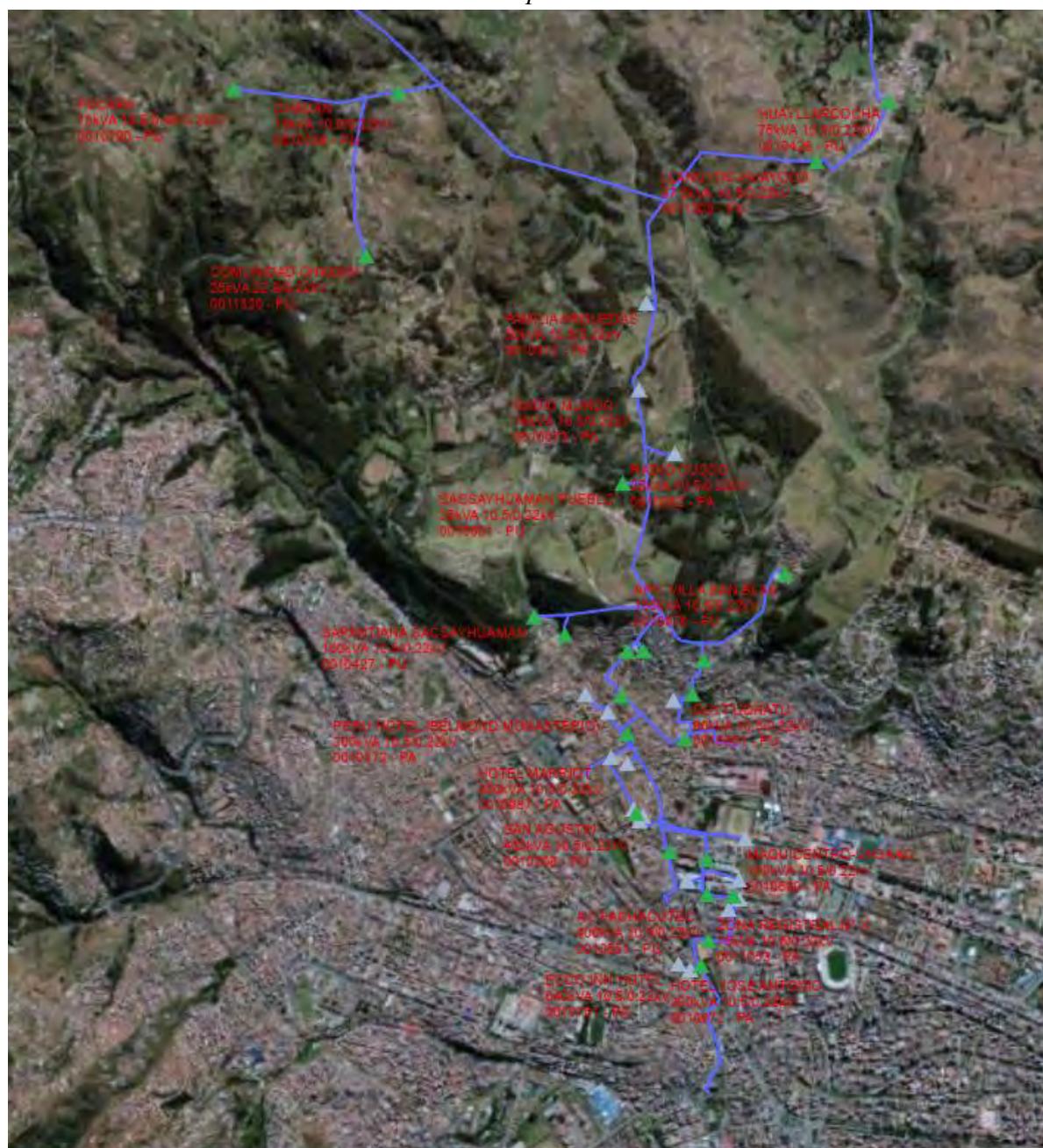
Localización de las redes del alimentador DO-04.



Fuente. Imagen satelital Google Earth, 2024.

**Figura 1.2**

*Distribución de las Redes MT del alimentador primario de distribución DO-04.*



*Fuente. Tomado de GIS ELSE, 2024.*

## **1.2. Problemática**

### **1.2.1. Planteamiento del Problema**

En todo sistema de distribución eléctrica existen pérdidas técnicas inherentes al diseño de la red, ocasionadas por fenómenos físicos inevitables como el efecto Joule ( $I^2R$ ) en los conductores, las pérdidas en el cobre y en el núcleo de los transformadores. Durante la etapa de diseño, estas pérdidas se minimizan seleccionando calibres de conductores adecuados, distancias óptimas y transformadores eficientes. Diversos estudios y referencias técnicas establecen que las pérdidas técnicas propias de diseño en sistemas de media tensión suelen situarse en un rango de 2.0 % a 2.5 % de la energía distribuida (Gonen, 2014).

El alimentador de distribución Dolorespata 04 fue seleccionado como objeto de estudio debido a las siguientes características técnicas y operativas:

1. Pérdidas técnicas superiores al promedio: Registra pérdidas constantes del 3.97% al 4.01%, superando significativamente el rango esperado de diseño (2.0-2.5%), lo que evidencia oportunidades de mejora en eficiencia energética (Memoria Anual 2023).
2. **Extensión considerable:** Con 7.569 km de longitud total, presenta tramos extensos que incrementan las pérdidas por efecto Joule, especialmente en zonas alejadas de la subestación.
3. **Topología radial:** Su configuración facilita la implementación y evaluación de estrategias de compensación reactiva, permitiendo resultados extrapolables a otros alimentadores similares.
4. **Diversidad de cargas:** Abastece zonas urbanas, comerciales y rurales (San Blas, Limacpampa, Chacán, Pucará, Tambomachay), lo que representa un caso de estudio representativo del sistema de distribución de Cusco.
5. **Problemas de calidad de servicio:** Presenta nodos con tensiones por debajo del 95% del valor nominal, afectando la calidad del suministro eléctrico en sectores críticos.

6. **Disponibilidad de información técnica:** Electro Sur Este S.A.A. proporcionó datos completos y actualizados del alimentador, incluyendo topología, cargas, y registros históricos de operación.

7. **Impacto representativo:** Los resultados obtenidos pueden aplicarse como metodología de referencia para la optimización de los otros ocho alimentadores de la SET Dolorespata (DO-01 a DO-09).

El alimentador primario de distribución Dolorespata 04 (DO-04) presenta actualmente pérdidas técnicas superiores a las esperadas, con un promedio de pérdidas de potencia del 3.97 % durante el año 2023, de acuerdo con la Memoria Anual 2023 de Electro Sur Este S.A.A., tal como se muestra en la Tabla siguiente.

**Tabla 1.1**

*Porcentaje de Pérdidas alimentador Dolorespata 04*

%P perd.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	3.78%	3.80%	3.81%	4.08%	4.06%	3.95%	3.97%

*Fuente.* Memoria Anual 2023, Electro Sur Este S.A.A.

Esta tendencia refleja un comportamiento constante de pérdidas energéticas que superan el valor esperado de diseño (2.0–2.5 %), lo cual indica que la red está operando con una eficiencia inferior a la prevista originalmente. El análisis de flujos de carga mediante NEPLAN para la situación actual del año 2024 evidencia que el alimentador DO-04 presenta 285.85 kW de pérdidas de potencia activa, equivalentes al 4.01 % de la potencia generada (7,137.06 kW) y 354.19 kVar de pérdidas de potencia reactiva, de acuerdo con la Tabla a continuación:

**Tabla 1.2***Balance de potencia del alimentador DO-04 (2024).*

Concepto	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVar)
Pérdidas	285.85	354.19
Generado	7,137.06	3,636.41
Carga	6,851.20	3,282.20

*Fuente. Elaboración propia en base al reporte de flujo de potencia NEPLAN a partir de los datos de ELSE.*

Además, el desglose muestra que las pérdidas de potencia activa se distribuyen casi equitativamente entre líneas (147.02 kW, 51.4 %) y transformadores (138.83 kW, 48.6 %), lo que confirma que ambos componentes contribuyen de forma significativa a las ineficiencias del sistema.

**Tabla 1.3***Pérdidas técnicas por componente alimentador DO-04 (2024).*

Componente	Pérdidas P (kW)	Pérdidas Q (kVar)
Líneas	147.02	16.15
Transformadores	138.83	338.04

*Fuente. Elaboración propia en base al reporte de flujo de potencia NEPLAN.*

Estas pérdidas se ven agravadas por causas operativas específicas, como la gran longitud de los ramales, el uso de conductores de sección limitada, la baja capacidad de las centrales hidroeléctricas locales para generar potencia reactiva, la falta de sistemas de compensación en las cargas industriales y la ubicación no óptima de los equipos existentes, que reducen su efectividad para mejorar el factor de potencia y disminuir las pérdidas.

Este conjunto de problemas genera una disminución en la calidad del suministro eléctrico, manifestándose en caídas de tensión superiores al 5 % del voltaje nominal (Vn), afectando la confiabilidad para los usuarios conectados. De acuerdo con la normativa vigente (Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos OSINERGMIN, 2022), los niveles de

tensión en redes de media tensión deben mantenerse dentro del rango de  $\pm 5\%$  respecto al valor nominal (95 % a 105 %), a fin de garantizar un servicio continuo y de calidad.

El análisis del perfil de tensiones realizado para el alimentador DO-04 evidencia que, aunque la mayoría de nodos se encuentra dentro del rango permitido, existen puntos críticos que registran niveles de tensión inferiores al límite mínimo del 95 %, tal como se muestra en la Tabla 1.4.

**Tabla 1.4**

*Nodos fuera del rango permitido (tensión < 95 %).*

Nodo	Tensión [%]	Observación
N8	94.96%	Bajo el límite permitido
N9	94.87%	Bajo el límite permitido
N10	94.82%	Bajo el límite permitido

*Fuente. Elaboración propia en base al reporte de flujo de potencia NEPLAN.*

Los nodos más críticos presentan tensiones entre 94.82 % y 94.96 %, lo que representa un incumplimiento de la normativa técnica y un riesgo para el funcionamiento adecuado de los equipos eléctricos conectados. Esta situación podría generar problemas en el suministro eléctrico, como fallos en equipos sensibles, mayores pérdidas adicionales en el sistema o insatisfacción de los usuarios finales, por lo que resulta necesario plantear medidas técnicas para mitigar tanto las pérdidas de potencia como las caídas de tensión en el alimentador DO-04.

Una de las estrategias más efectivas para reducir las pérdidas técnicas de energía anteriormente detalladas es la instalación de bancos de capacitores para compensar la potencia reactiva requerida en el alimentador de media tensión DO-04. Sin embargo, el beneficio no se obtiene simplemente por instalar bancos de capacitores, su localización optima y el dimensionamiento de los bancos de capacitores son factores muy importantes para una efectiva reducción de perdidas técnicas de energía y un adecuado del perfil de voltaje en el alimentador ( $\pm 5\%$  del Vn).

## **1.2.2. Formulación del Problema**

### ***1.2.2.1. Problema General***

¿Cómo determinar la localización óptima de capacidores para reducir las pérdidas técnicas de energía en el alimentador de media tensión en 10.5 kV Dolorespata 04, en Cusco durante el año 2024?

### ***1.2.2.2. Problemas Específicos***

- 1) ¿Cuáles son las condiciones actuales de operación y los factores que afectan las pérdidas técnicas de energía en el alimentador de media tensión Dolorespata 04?
- 2) ¿Qué criterios deben considerarse para determinar las ubicaciones óptimas y el dimensionamiento adecuado de los capacidores en el alimentador Dolorespata 04?
- 3) ¿De qué manera la instalación de capacidores en ubicaciones estratégicas contribuye a reducir las pérdidas técnicas de energía en el sistema de distribución?

## **1.3. Objetivos**

### **1.3.1. Objetivo General**

Determinar la localización óptima de capacidores para reducir las pérdidas técnicas de energía en el alimentador de media tensión en 10.5 kV Dolorespata 04, en Cusco, durante el año 2024.

### **1.3.2. Objetivos Específicos**

- 1) Analizar las condiciones actuales de operación del alimentador de media tensión en 10.5 kV Dolorespata 04, identificando los factores que generan las pérdidas técnicas de energía.
- 2) Definir los criterios técnicos y operativos para determinar las ubicaciones óptimas y el dimensionamiento adecuado de los capacidores en el alimentador de media tensión en 10.5 kV Dolorespata 04.

- 3) Evaluar el efecto de la instalación de capacidores en las ubicaciones óptimas propuestas sobre la reducción de las pérdidas técnicas de energía en el alimentador de media tensión en 10.5 kV Dolorespata 04.

#### ***1.4. Justificación del Trabajo***

La creciente demanda energética y la necesidad de optimizar los recursos han convertido la eficiencia energética en un objetivo primordial para las empresas de distribución eléctrica. El alimentador primario de distribución Dolorespata 04 en Cusco enfrenta desafíos significativos debido a las pérdidas energéticas y la baja calidad del suministro eléctrico. Estos problemas no solo afectan la estabilidad y la fiabilidad del sistema eléctrico, sino que también incrementan los costos operativos para la empresa y deterioran la calidad del servicio para los usuarios.

El uso de capacidores se presenta como una solución efectiva para mejorar la eficiencia energética y la calidad del suministro eléctrico, ya que ayudan a compensar la energía reactiva y reducen las pérdidas de potencia activa (por efecto Joule). Sin embargo, la localización óptima de estos capacidores requiere de un análisis detallado y una metodología adecuada, que considere tanto las características específicas de la red como las necesidades particulares del alimentador.

Este estudio se realiza mediante un análisis detallado de las condiciones actuales del alimentador Dolorespata 04, evaluando pérdidas energéticas y distribución de cargas, con el fin de determinar las ubicaciones estratégicas para la instalación de capacidores. Esto se justifica por la necesidad de mejorar la eficiencia energética y la calidad del servicio, dados los crecientes costos y demandas de electricidad. La instalación de capacidores optimiza la compensación de energía reactiva y reduce las pérdidas de potencia activa, lo que resulta en un sistema más eficiente y confiable. El objetivo final es reducir las pérdidas energéticas, mejorar

la calidad del servicio y optimizar los recursos, lo que se traduce en menores costos operativos y mayor confiabilidad en el suministro eléctrico para los usuarios.

El estudio tendrá las siguientes justificaciones:

**Justificación Social:** El estudio beneficiará a la comunidad de Cusco al mejorar la calidad del suministro eléctrico, asegurando un servicio más estable y confiable, lo que impacta directamente en la vida cotidiana de los usuarios, especialmente en áreas residenciales e industriales.

**Justificación Económica:** La reducción de pérdidas energéticas y la optimización del sistema de distribución conllevarán a ahorros en costos operativos para la empresa distribuidora de energía, lo que puede traducirse en tarifas eléctricas más competitivas y sostenibles a largo plazo.

**Justificación Técnica:** El estudio propone una metodología innovadora para la localización y dimensionamiento óptimos de capacitores, utilizando herramientas avanzadas de análisis y simulación que mejorarán el desempeño del sistema de distribución de media tensión.

**Justificación Académica:** Este trabajo contribuye al conocimiento existente en el área de optimización de redes eléctricas, aportando nuevas perspectivas sobre la compensación reactiva y la eficiencia energética, lo que servirá como referencia para futuros estudios y desarrollos en la disciplina.

**Justificación Práctica:** La implementación de los resultados del estudio permitirá a la empresa distribuidora aplicar soluciones concretas para mejorar la eficiencia energética en su red, reducir costos operativos y asegurar una mejor calidad en el servicio eléctrico.

**Justificación Teórica:** Este estudio sirve como un modelo y metodología para la optimización de redes de distribución eléctrica, proporcionando una base conceptual sólida sobre la compensación de energía reactiva y la mejora de la eficiencia energética.

## **1.5. Hipótesis**

### **1.5.1. Hipótesis General**

La localización óptima de capacidores en el alimentador de media tensión en 10.5 kV Dolorespata 04 permitirá reducir significativamente las pérdidas técnicas de energía, mejorando la eficiencia operativa del sistema de distribución durante el año 2024.

### **1.5.2. Hipótesis Específicas.**

- 1) Las condiciones actuales de operación del alimentador de media tensión en 10.5 kV Dolorespata 04, tales como el nivel de carga, la longitud de las líneas y el tipo de conductor, inciden directamente en el nivel de pérdidas técnicas de energía registradas en el sistema.
- 2) La aplicación de criterios técnicos como el perfil de carga, la reactancia de las líneas y la capacidad de compensación reactiva permite determinar de manera eficiente las ubicaciones óptimas y el dimensionamiento adecuado de los capacidores.
- 3) La ubicación óptima de capacidores en el alimentador de media tensión en 10.5 kV Dolorespata 04 contribuye a reducir las pérdidas técnicas de energía, elevando el nivel de eficiencia y confiabilidad del sistema de distribución en Cusco durante el año 2024.

## 1.6. Operacionalización de Variables de estudio

### 1.6.1. Variable Dependiente

**Tabla 1.5**

*Variables e indicadores Dependientes*

Variable Dependiente	Definición Conceptual	Dimensión	Indicador	Unidad
<b>Pérdidas Técnicas de energía</b>	“Se refiere a la energía que se disipa en forma de calor en los elementos del sistema eléctrico (líneas, transformadores, etc.), durante la transmisión y distribución. Estas pérdidas son inevitables pero pueden ser minimizadas mediante estrategias de optimización” (González M. , 2020).	Potencia activa perdida	Pérdida de potencia activa (P)	kW
		Potencia reactiva perdida	Pérdida de potencia reactiva (Q)	kVAr

*Fuente. Elaboración propia.*

### 1.6.2. Variable Independiente

**Tabla 1.6**

*Variables e indicadores Independientes*

Variable Independiente	Definición Conceptual	Dimensión	Indicador	Unidad
<b>Localización óptima de capacitores</b>	“Se refiere al proceso de determinar los puntos más eficientes dentro de una red de distribución eléctrica para instalar bancos de capacitores, con el objetivo de mejorar la calidad del voltaje y reducir las pérdidas de energía reactiva. Esta estrategia busca maximizar los beneficios de la compensación reactiva, optimizando la eficiencia operativa del sistema de distribución” (Wu, 2008).	Punto de la red donde se instalarán los capacitores	Ubicación de los bancos de capacitores	Código de nodo.
		Energía Reactiva	Capacidad de compensación reactiva	kVAr

*Fuente. Elaboración propia.*

## **1.7. Alcances y Limitaciones**

### **1.7.1. Alcances de la Investigación**

- Evaluar las características actuales del alimentador primario de distribución Dolorespata 04, incluyendo su configuración, niveles de tensión, pérdidas técnicas de energía y caídas de tensión.
- Identificar las zonas críticas con mayores pérdidas técnicas de energía.
- Utilizar herramientas y metodologías avanzadas para determinar las ubicaciones óptimas de los capacitores en el alimentador, enfocados en mejorar la eficiencia energética.
- Analizar cómo la instalación de capacitores en las ubicaciones estratégicas impacta la reducción de pérdidas técnicas.
- Evaluar la efectividad de los capacitores en la reducción de pérdidas de potencia y la mejora de la calidad del suministro eléctrico.

### **1.7.2. Limitaciones de la Investigación**

El presente estudio presenta las siguientes limitaciones específicas relacionadas con el alimentador Dolorespata 04:

- El análisis se limita exclusivamente a la red primaria de media tensión (10.5 kV) y las subestaciones de distribución (SEDs) del alimentador DO-04. No se incluyen las redes secundarias de baja tensión.
- La simulación se realizó considerando condiciones de demanda máxima registrada durante el año 2024. No se evaluaron escenarios de carga mínima, media o variaciones estacionales específicas del alimentador DO-04.
- Debido a que el estudio se enfoca en aspectos técnicos de eficiencia energética, no se consideran los indicadores de continuidad del servicio (SAIDI y SAIFI) específicos del alimentador DO-04.

- No se contempla el análisis de armónicos en el alimentador DO-04. Si bien la presencia de capacitores puede generar fenómenos de resonancia, este aspecto queda fuera del alcance por su complejidad técnica y requerimientos de medición especializada.
- El estudio se limita al análisis técnico de reducción de pérdidas y mejora de perfiles de tensión. No incluye análisis costo-beneficio, periodo de retorno de inversión ni evaluación económica de la implementación en el alimentador DO-04.
- El estudio depende de la precisión y actualización de los datos proporcionados por Electro Sur Este S.A.A. correspondientes al alimentador DO-04 durante el año 2024. Variaciones futuras en la configuración de la red no están consideradas.
- No se incluye implementación física ni mediciones de campo para validar los resultados de simulación en el alimentador DO-04, limitándose al modelamiento computacional en NEPLAN.
- No se analiza el efecto de la compensación del DO-04 sobre los otros alimentadores de la SET Dolorespata (DO-01 a DO-09) ni sobre el sistema de transmisión.

## **1.8. Metodología**

### **1.8.1. Enfoque de la Investigación (Cuantitativo)**

Presenta un enfoque **cuantitativo**, porque permite una medición precisa y objetiva de la eficiencia energética, facilita el uso de herramientas analíticas avanzadas, proporciona resultados generalizables y garantiza la objetividad y reproducibilidad de los hallazgos. Utilizando datos numéricos, el enfoque cuantitativo ofrece una base sólida para optimizar la localización de capacitores y mejorar la eficiencia energética en el sistema de distribución.

### **1.8.2. Tipo de Investigación (Aplicada)**

La investigación es aplicada porque busca una solución directa a un problema específico en el sistema de distribución eléctrica. La implementación de capacitores en ubicaciones óptimas es una medida práctica para mejorar la eficiencia energética, y el estudio se centra en obtener resultados concretos que puedan ser utilizados por los gestores del sistema para optimizar el rendimiento y reducir costos.

### **1.8.3. Nivel de Investigación (Explicativo)**

De nivel **explicativo** debido a su enfoque en entender las relaciones causales y los mecanismos detrás de la mejora de la eficiencia energética mediante la localización óptima de capacitores. Este nivel se justifica por la necesidad de explorar y explicar cómo la ubicación de los capacitores influye en el sistema de distribución y cómo se puede optimizar para lograr resultados eficientes.

### **1.8.4. Método de Investigación (Deductivo-Inductivo)**

En este trabajo será una combinación de los métodos **deductivo-inductivo** porque combina la aplicación de teorías y modelos existentes con la recolección y análisis de datos específicos. Esto permite tanto la validación de teorías previas como la adaptación y ajuste de modelos basados en resultados empíricos, ofreciendo una comprensión completa y

fundamentada de cómo optimizar la localización de capacidores para mejorar la eficiencia energética.

#### **1.8.5. Técnicas de Recolección de Datos**

##### **Técnicas de recolección de datos:**

- **Revisión documental:** recopilación y análisis de información técnica proveniente de reportes oficiales de Electro Sur Este S.A.A, como las Memorias Anuales, estudios de pérdidas técnicas y reportes de operación.
- **Extracción de datos del Sistema de Información Geográfica (GIS) de Electro Sur Este:** obtención de la topología real del alimentador de media tensión en 10.5 kV Dolorespata 04, incluyendo ubicación de nodos, longitudes de tramos y características de transformadores.
- **Análisis de bases de datos de demanda en hojas de cálculo Excel:** procesamiento de los registros históricos de carga y demanda de energía activa y reactiva por nodo.
- **Simulación computacional:** modelado de la red y evaluación de escenarios alternativos de localización y dimensionamiento de capacidores mediante el software NEPLAN.

##### **Instrumentos de recolección de datos:**

- **Sistema GIS de Electro Sur Este**, para obtener la topología detallada de la red (nodos, líneas, transformadores, seccionadores y cargas conectadas).
- **Hojas de cálculo Excel**, para el procesamiento y sistematización de la información de demanda y consumo energético recopilada de los reportes técnicos.
- **Bibliotecas técnicas incorporadas en NEPLAN**, que contienen parámetros eléctricos de conductores (resistencia, reactancia, capacidad de corriente) y de transformadores (pérdidas en el cobre y en el núcleo) necesarias para el modelado.

**Software especializado NEPLAN**, utilizado para simular el comportamiento eléctrico del sistema bajo distintas configuraciones de bancos de capacitores y calcular sus efectos sobre las pérdidas de potencia y el perfil de tensión.

#### **1.8.6. Procesamiento de Datos**

El procesamiento y análisis de los datos se realizará mediante el uso de diversas herramientas informáticas que permiten una evaluación técnica precisa del sistema eléctrico en estudio. A continuación, se detallan los programas que serán empleados:

- Microsoft Excel
- Microsoft Word.
- AutoCAD.
- Google Earth.
- NEPLAN.

#### ***1.9. Matriz de consistencia***

**LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE CAPACITORES PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA EN EL ALIMENTADOR DE MEDIA TENSIÓN EN 10.5 KV DOLORESPATA 04-CUSCO- 2024**

PROBLEMA	OBJETIVO	HIPOTESIS	VARIABLES	INDICADORES	CONCLUSIONES
Problema general	Objetivo general	Hipótesis general	Variable dependiente	Indicador dependiente	
¿Cómo determinar la localización óptima de capacidores para reducir las pérdidas técnicas de energía en el alimentador de media tensión en 10.5 kV Dolorespata 04, en Cusco durante el año 2024?	Determinar la localización óptima de capacidores para reducir las pérdidas técnicas de energía en el alimentador de media tensión en 10.5 kV Dolorespata 04, en Cusco, durante el año 2024.	La localización óptima de capacidores en el alimentador de media tensión en 10.5 kV Dolorespata 04 permitirá reducir significativamente las pérdidas técnicas de energía, mejorando la eficiencia operativa del sistema de distribución durante el año 2024.	Pérdidas Técnicas de energía	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pérdida de potencia activa (P) <b>Unidad:</b> [kW]</li> <li>- Pérdida de potencia reactiva (Q) <b>Unidad:</b> [kVAr]</li> </ul>	<p>1. El análisis de las condiciones actuales del alimentador de media tensión Dolorespata 04 en 10.5 kV permitió identificar las pérdidas técnicas de energía, las cuales se encuentran asociadas a una alta demanda, especialmente en los tramos más alejados del punto de alimentación. A través de la simulación en el entorno NEPLAN, se evidenció que, en su configuración original sin compensación, el sistema presenta una tensión mínima de 94.82 % y pérdidas totales de 285.85 kW, representando un 4.01 % de la energía generada.</p> <p>2. Se establecieron criterios técnicos fundamentales para la ubicación óptima de bancos de capacidores en el alimentador Dolorespata 04, considerando tanto parámetros eléctricos como las condiciones operativas de la red. El análisis de flujos de carga y pérdidas técnicas permitió identificar puntos estratégicos de instalación, priorizando la eficiencia energética y la mejora del perfil de tensión.</p> <p>3. Mediante la aplicación de modelos de optimización y la evaluación de distintos niveles de compensación reactiva, se determinaron capacidades específicas para cada punto de instalación. Se analizaron</p>
Problema Específico	Objetivos Específicos	Hipótesis Específicas	Variables Independiente	Indicador Independiente	
a) ¿Cuáles son las condiciones actuales de operación y los factores que afectan las pérdidas técnicas de energía en el alimentador de media tensión Dolorespata 04?  b) ¿Qué criterios deben considerarse para determinar las ubicaciones óptimas y el dimensionamiento adecuado de los	a) Analizar las condiciones actuales de operación del alimentador de media tensión en 10.5 kV Dolorespata 04, identificando los factores que generan las pérdidas técnicas de energía.  b) 2) Definir los criterios técnicos y operativos para	a) Las condiciones actuales de operación del alimentador de media tensión en 10.5 kV Dolorespata 04, tales como el nivel de carga, la longitud de las líneas y el tipo de conductor, inciden directamente en el nivel de pérdidas técnicas de energía registradas en el sistema.	Localización óptima de capacidores.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ubicación de los bancos de capacidores <b>Unidad:</b> Código de nodo.</li> <li>- Capacidad de compensación reactiva <b>Unidad:</b> [kVAr]</li> </ul>	

<p>capacitores en el alimentador Dolorespata 04?</p> <p>c) ¿De qué manera la instalación de capacitores en ubicaciones estratégicas contribuye a reducir las pérdidas técnicas de energía en el sistema de distribución?</p>	<p>determinar las ubicaciones óptimas y el dimensionamiento adecuado de los capacitores en el alimentador de media tensión en 10.5 kV Dolorespata 04.</p> <p>c) Evaluar el efecto de la instalación de capacitores en las ubicaciones óptimas propuestas sobre la reducción de las pérdidas técnicas de energía en el alimentador de media tensión en 10.5 kV Dolorespata 04.</p> <p>b) La aplicación de criterios técnicos como el perfil de carga, la reactancia de las líneas y la capacidad de compensación reactiva permite determinar de manera eficiente las ubicaciones óptimas y el dimensionamiento adecuado de los capacitores.</p> <p>c) La ubicación óptima de capacitores en el alimentador de media tensión en 10.5 kV Dolorespata 04 contribuye a reducir las pérdidas técnicas de energía, elevando el nivel de eficiencia y confiabilidad del sistema de distribución en Cusco durante el año 2024.</p>		<p>tres configuraciones principales: un capacitor de 1200 kVar en el nodo NM-024, tres capacitores de 400 kVar ubicados en los nodos NM-024, NM-063 y NM-096, y un capacitor de 1200 kVar en el nodo NM-055 (a dos tercios de la línea). Estas alternativas permitieron evaluar la reducción de pérdidas técnicas y la mejora en la regulación del voltaje.</p> <p><b>4.</b> La evaluación del impacto de la instalación de capacitores en ubicaciones estratégicas permitió demostrar que la configuración distribuida en tres puntos (nodos NM-024, NM-063 y NM-096) es la mejor alternativa para la reducción de pérdidas técnicas en el alimentador Dolorespata 04. Esta estrategia logró disminuir las pérdidas en 46.56 kW, reduciendo el porcentaje de pérdidas de 4.01 % a 3.45 %, lo que evidencia una mejora significativa en la eficiencia del sistema.</p> <p><b>5.</b> Se evidenció una mejora significativa en los perfiles de tensión tras la implementación de bancos de capacitores, especialmente en la configuración distribuida en tres puntos estratégicos, la cual permitió elevar la tensión mínima de 94.82 % a 95.70 %. De igual forma, se incrementó la tensión promedio de 97.70 % a 98.22 %. Estas mejoras superan el umbral técnico mínimo del 95 % en todos los casos con compensación, confirmando que la instalación de capacitores de forma distribuida es una medida para optimizar la calidad del servicio eléctrico en el sistema de distribución Dolorespata 04.</p>
--	---	--	---

## 2. CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

### 2.1. *Antecedentes*

#### 2.1.1. ANTECEDENTES INTERNACIONALES

##### **Antecedente 1:**

“Optimización de la ubicación de capacidores en redes de distribución eléctrica para la mejora del factor de potencia”, autores: J. González, M. López, y A. Fernández, Ecuador, año 2019 - UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE QUITO.

##### **Pregunta de investigación:**

“¿Cómo optimizar la ubicación de capacidores en redes de distribución para mejorar el factor de potencia?” (González et al., 2019).

##### **Objetivo:**

“Optimizar la ubicación de capacidores en redes de distribución para mejorar el factor de potencia y reducir las pérdidas de energía” (González et al., 2019).

##### **Conclusiones:**

“La optimización de la ubicación de capacidores en redes de distribución mejora significativamente el factor de potencia y reduce las pérdidas de energía.

La metodología de optimización propuesta permite una localización precisa de los capacidores, teniendo en cuenta la carga y la demanda en diferentes puntos de la red” (González et al., 2019).

##### **Aportaciones**

“Introducción de un algoritmo heurístico para la optimización de la ubicación de capacidores, mejorando la precisión en la reducción de pérdidas.

Desarrollo de un modelo computacional que simula el impacto de los capacidores en la red, proporcionando herramientas útiles para ingenieros eléctricos” (González et al., 2019).

**Antecedente 2:**

“Evaluación de la eficiencia energética en sistemas de distribución mediante la instalación de bancos de capacitores”, L. Rodríguez, S. Martínez, y C. Ortega, Colombia año 2020 - UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR.

**Pregunta de investigación:**

“¿Qué impacto tiene la instalación de bancos de capacitores en la eficiencia energética y la estabilidad de la red de distribución?” (Rodríguez et al., 2020).

**Objetivo:**

“Evaluar la eficiencia energética en redes de distribución mediante la instalación de bancos de capacitores en puntos estratégicos” (Rodríguez et al., 2020).

**Conclusiones:**

“La instalación de bancos de capacitores en puntos estratégicos reduce las pérdidas de energía reactiva y mejora la estabilidad del voltaje en la red.

La planificación adecuada de la ubicación de los capacitores contribuye a una mayor eficiencia energética y disminuye los costos operativos” (Rodríguez et al., 2020).

**Aportaciones**

“Propuesta de un método sistemático para evaluar la eficiencia energética en redes de distribución, enfocándose en la reducción de pérdidas.

Implementación de un software de simulación para evaluar el impacto de los bancos de capacitores antes de su instalación” (Rodríguez et al., 2020).

**Antecedente 3:**

“Impacto de la compensación reactiva en la mejora de la calidad del suministro eléctrico”, A. Pérez, R. Sánchez, y M. Torres, Ecuador año 2021 - UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA.

**Pregunta de investigación:**

“¿Cómo afecta la compensación reactiva a la calidad del suministro eléctrico?” (Pérez et al., 2021).

**Objetivo:**

“Evaluar el impacto de la compensación reactiva en la mejora de la calidad del suministro eléctrico” (Pérez et al., 2021).

**Conclusiones**

“La compensación reactiva a través de capacitores tiene un efecto positivo en la calidad del suministro eléctrico, reduciendo caídas de tensión y mejorando el perfil de voltaje.

La falta de compensación reactiva puede provocar problemas en la calidad del suministro eléctrico y aumentar los costos operativos” (Pérez et al., 2021).

**Aportaciones**

“Análisis detallado del impacto de la compensación reactiva en la calidad del suministro eléctrico, y su relación con los parámetros de diseño de la red.

Creación de directrices para implementar soluciones de compensación reactiva basadas en la mejora de la calidad del suministro eléctrico” (Pérez et al., 2021).

**2.1.2. Antecedentes Nacionales****Antecedente 4:**

“Diseño y ubicación óptima de capacitores en sistemas de distribución eléctrica para la reducción de pérdidas técnicas”, autor: Kevin Franklin López Roldan, año 2018 - PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ.

**Pregunta de investigación:**

“¿Cómo reducir las pérdidas técnicas en redes de distribución mediante la ubicación óptima de capacitores?” (López Roldan, 2018).

**Objetivo:**

“Reducir las pérdidas de energía en redes de distribución aplicando técnicas avanzadas de optimización para la ubicación de capacidores” (López Roldan, 2018).

**Conclusiones**

“La investigación demuestra que la aplicación de bancos de capacidores, junto con técnicas avanzadas de optimización, reduce eficazmente las pérdidas de energía, lo que mejora la eficiencia operativa de las redes de distribución” (López Roldan, 2018).

**Aportaciones**

“El estudio se enfoca en reducir las pérdidas de potencia activa en redes de distribución radiales mediante la ubicación y dimensionamiento óptimo de bancos de capacidores. Se utilizan métodos heurísticos, como el algoritmo de colonia de hormigas y los algoritmos genéticos, para optimizar la ubicación de estos capacidores. Los resultados mejoran el perfil de voltaje y reducen significativamente las pérdidas técnicas en el sistema de distribución eléctrica” (López Roldan, 2018).

**Antecedente 5:**

“Análisis y diseño de sistemas de compensación de energía reactiva en redes de distribución eléctrica en zonas rurales de Perú”, Autor: Fernando Salazar, Perú 2021 - UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN AGUSTÍN.

**Pregunta de investigación:**

“¿Qué beneficios ofrece la compensación de energía reactiva en sistemas de distribución en zonas rurales?” (Salazar, 2021).

**Objetivo:**

“Evaluar la efectividad de la compensación de energía reactiva en redes de distribución de media tensión en zonas rurales” (Salazar, 2021).

## **Conclusiones**

“La instalación de capacitores en sistemas de distribución de media tensión es efectiva para reducir las pérdidas técnicas asociadas con la energía reactiva y mejorar la eficiencia del sistema. Esto resulta en una disminución de los costos operativos y una optimización del rendimiento de la red eléctrica. Además, la mejora del factor de potencia reduce las penalidades por bajo factor de potencia y alivia la carga sobre los equipos de generación y transmisión, contribuyendo a una mayor estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico” (Salazar, 2021).

## **Aportaciones**

“La tesis ofrece una metodología sistemática para evaluar los aspectos técnicos y económicos de la instalación de capacitores, utilizando simulaciones y modelos analíticos para prever su impacto en la red. También proporciona directrices prácticas adaptadas al contexto peruano para la instalación y mantenimiento de capacitores, asegurando una implementación efectiva. Además, se desarrollan modelos de análisis costo-beneficio para evaluar la viabilidad económica de la inversión, y los casos de estudio incluidos ofrecen ejemplos prácticos y referencias útiles para otras regiones similares” (Salazar, 2021).

### **2.1.3. Antecedentes Locales**

#### **Antecedente 6:**

“Metodología De Análisis De Armónicos Para Atenuar Sus Efectos En Los Bancos De Capacitores De La Set Cachimayo”, Autor: Gabriela Huallparimachi Capcha, Perú 2022 - UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO.

#### **Pregunta de investigación:**

“¿Cómo se pueden atenuar los efectos de los armónicos en los bancos de capacitores de la subestación Cachimayo?” (Huallparimachi Capcha, 2022).

#### **Objetivo:**

“Desarrollar una metodología de análisis para identificar y mitigar los efectos de los armónicos en los bancos de capacitores en la subestación eléctrica Cachimayo” (Huallparimachi Capcha, 2022).

### **Conclusiones:**

“La metodología propuesta permite reducir significativamente los efectos adversos de los armónicos en los bancos de capacitores, mejorando su funcionamiento y vida útil. Se destacó la importancia de un análisis detallado de los armónicos para implementar medidas de mitigación efectivas que optimicen el rendimiento de los capacitores” (Huallparimachi Capcha, 2022).

### **Aportaciones:**

“Desarrollo de una metodología específica para el análisis y atenuación de armónicos en bancos de capacitores. Este enfoque incluye recomendaciones técnicas para la instalación de filtros de armónicos y otras medidas preventivas, proporcionando un marco de referencia útil para ingenieros y operadores en subestaciones con problemas similares de armónicos” (Huallparimachi Capcha, 2022).

### **Antecedente 7:**

“Localización Óptima De Bancos De Capacitores En Sistemas De Distribución Radial De La S.E.T. De Dolorespata Mediante La Aplicación Del Método De Sensibilidades Lineales”, Autor: Joel Huacasi Puma y Elvis Choquecahuana Asto, Perú 2022 - UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO.

### **Pregunta de investigación:**

“¿Cómo optimizar la localización de bancos de capacitores en sistemas de distribución radial de la S.E.T. de Dolorespata usando el método de sensibilidades lineales?” (Huacasi Puma y choquecahuana Asto, 2016).

**Objetivo:**

“Determinar la localización óptima de bancos de capacidores en sistemas de distribución radial para mejorar la eficiencia del sistema y reducir las pérdidas de energía, utilizando el método de sensibilidades lineales” (Huacasi Puma y choqueahuana Asto, 2016).

**Conclusiones:**

“La ubicación óptima de los bancos de capacidores mediante el método de sensibilidades lineales reduce significativamente las pérdidas de energía en el sistema de distribución radial de la S.E.T. de Dolorespata y mejora la eficiencia del sistema”

(Huacasi Puma y choqueahuana Asto, 2016).

**Aportaciones:**

Aplicación del método de sensibilidades lineales para optimizar la ubicación de capacidores en sistemas radiales, ofreciendo una herramienta útil para la reducción de pérdidas y la mejora del perfil de voltaje en redes de distribución”

(Huacasi Puma y choqueahuana Asto, 2016).

## **2.2. MARCO TEÓRICO**

### **2.2.1. Eficiencia Energética**

“La eficiencia energética se define como la relación entre la cantidad de energía útil obtenida y la energía total consumida, con el objetivo de minimizar el consumo de energía mientras se mantiene o mejora el desempeño y la calidad del servicio o proceso. Este concepto se centra en reducir el desperdicio de energía y optimizar su uso en diferentes aplicaciones” (Hernández, 2020) .

### **2.2.2. Eficiencia Energética en sistemas de distribución**

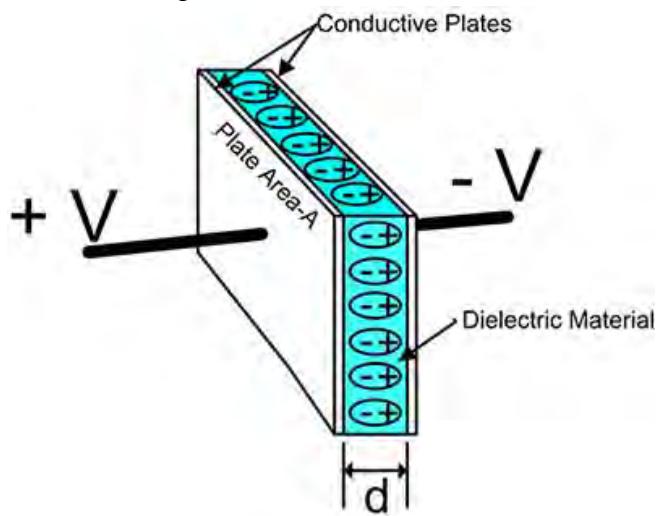
“En el contexto de redes de distribución eléctrica, la eficiencia energética se refiere a la capacidad del sistema para entregar la mayor cantidad posible de energía útil a los consumidores finales, minimizando las pérdidas de energía durante la transmisión y distribución. Esto implica la optimización de componentes como transformadores, líneas de transmisión, y dispositivos de control, con el fin de reducir las pérdidas de energía tanto en forma de pérdidas técnicas (como las debidas al efecto Joule) como no técnicas (como el fraude o errores de medición)” (Mendoza, 2019).

### **2.2.3. Capacitores**

“Los capacitores están constituidos por dos superficies conductoras llamadas armaduras, entre las cuales se interpone un material dieléctrico y que se comporta como un bipolo pasivo. El empleo de la compensación fija a través de capacitores en la industria y en los sistemas de potencia data de principios del siglo XX” ( Sánchez Santiago, 2020).

**Figura 2.1**

*Funcionamiento básico de un capacitor.*



*Fuente.* ( Sánchez Santiago, 2020).

#### 2.2.4. Banco de capacitores

“Un banco de capacitores en redes de distribución es un conjunto de capacitores conectados en paralelo que se utilizan para corregir el factor de potencia y mejorar la eficiencia energética del sistema. Su función principal es proporcionar energía reactiva para compensar la demanda de cargas inductivas, reduciendo así las pérdidas de energía en las líneas de distribución y mejorando la calidad del suministro eléctrico. La instalación adecuada de bancos de capacitores ayuda a mantener los niveles de voltaje dentro de los rangos especificados y optimiza el rendimiento global del sistema de distribución” (García, 2021).

**Figura 2.2**

*Montaje de banco de capacitores en una red de distribución.*



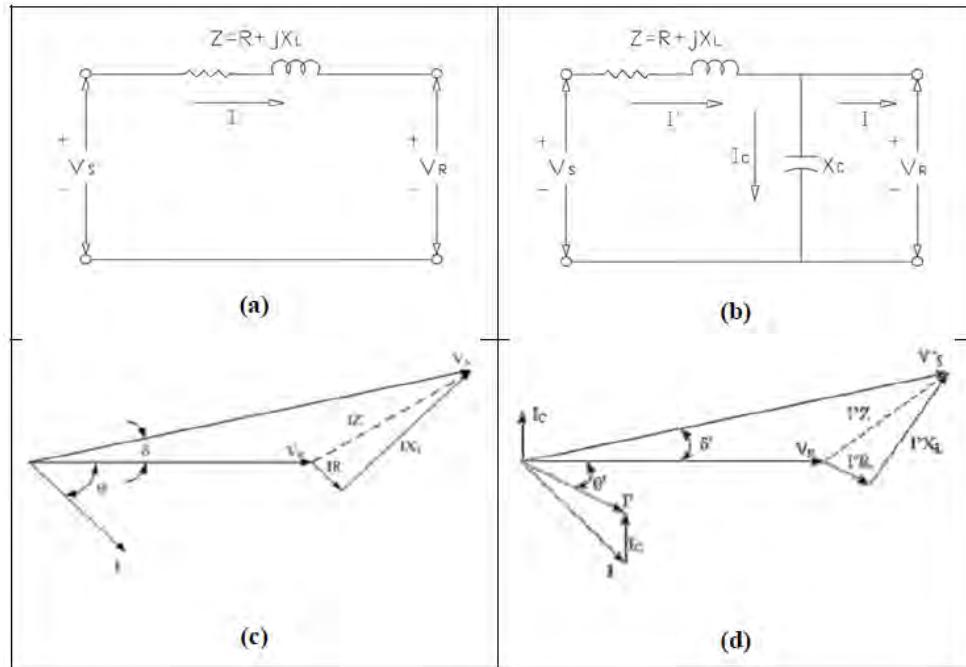
*Fuente.* ( Sánchez Santiago, 2020).

#### **2.2.5. Capacitores en Derivación Shunt**

“Los capacitores en derivación shunt (en adelante capacitor en shunt), son usados extensivamente en sistemas de distribución. Un capacitor en shunt suministra la corriente de tipo necesaria para contrarrestar la corriente en desfase debido a la carga inductiva, posee el mismo efecto que un generador o motor sincrónico sobreexcitado. La *Figura 2.3* muestra la aplicación de un capacitor en shunt en un alimentador de distribución, donde, la magnitud de la corriente se reduce, el factor de potencia mejora y consecuentemente la caída de voltaje entre los terminales de recepción y envío se reduce” ( Sánchez Santiago, 2020).

**Figura 2.3**

*Circuitos inductivos y diagrama fasorial con y sin un capacitor Shunt.*



Fuente. ( Sánchez Santiago, 2020).

#### 2.2.6. Efectos De Capacitores En Shunt

“La mayoría de los sistemas eléctricos operan a un factor de potencia en atraso debido a las cargas inductivas y aparatos de suministro (líneas y transformadores). Los sistemas de energía son inductivos por naturaleza, y requieren flujo de potencia reactiva adicional de la red eléctrica. Pero excesivas demandas de potencia reactiva resultan en una reducción de la capacidad del sistema, aumento de las pérdidas y reducción de la tensión, así como mayores costos de operación. Bancos de capacitores en shunt son capaces de compensar los requisitos VAr, pero el tamaño del banco, ubicación, el método de control de los capacitores, y de costos consideraciones son cuestiones importantes que necesitan ser optimizados durante la fase de diseño y fase de operación. Una solución ideal sería una herramienta de localización de capacitores capaces de sopesar todos estos factores y que considera los niveles de carga. Esta solución también debe ser capaz de colocar capacitores para soporte de voltaje y corrección de factor de potencia, mientras

se minimiza el coste total de la instalación y el funcionamiento” ( Sánchez Santiago, 2020).

### 2.2.7. Control de Tensión

“Al aplicar capacitores en un sistema el resultado es un aumento del voltaje en el sistema desde el punto de instalación de la generación y también a lo largo de su recorrido” ( Sánchez Santiago, 2020).

$$CV = I_r R + I_X X_L \quad (1)$$

Donde:

$I_r$  : Componente activa de la corriente, (A).

CV: Es la caída de tensión (V).

$I_X$  : Componente reactiva de la corriente, retrasada al voltaje en 90°(A).

Con el capacitor instalado al final de la línea se tiene la siguiente ecuación.

$$CV = I_r R + I_X X_L - I_C X_L \quad (2)$$

Donde:

$I_C$  : Componente reactiva de la corriente, adelanta al voltaje en 90°.

La diferencia entre las caídas de voltaje calculas con las ecuaciones anteriores es el incremento de voltaje debido a la instalación de un capacitor y de la siguiente forma:

$$I_V = I_C X_L \quad (3)$$

“La instalación de bancos de capacitores en sistemas de distribución se realiza en los alimentadores o directamente en los puntos de entrega al consumidor, dando como resultado soporte de voltaje a lo largo de todo el recorrido del alimentador, generalmente se conecta en periodos de demanda máxima y se desconectan fuera de estos periodos. La adición de bancos de capacitores en shunt reduce la demanda (kVA) del sistema, esta capacidad liberada puede ser utilizada para alimentar futuros incrementos de la demanda.

La capacidad liberada en alimentadores primarios se traduce en beneficios a nivel de

subestaciones de distribución, líneas de transmisión y generación.” ( Sánchez Santiago, 2020).

#### **2.2.8. Instalación de capacitores**

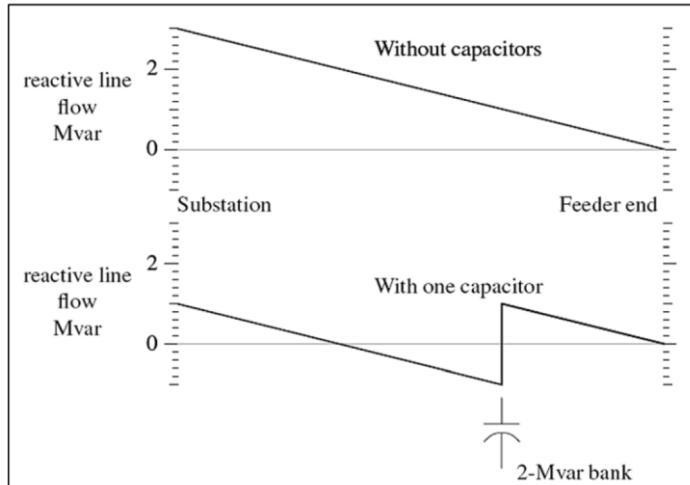
“La instalación de capacitores en sistemas eléctricos de distribución se refiere al proceso de agregar dispositivos de compensación reactiva a la red para mejorar el factor de potencia y la eficiencia energética. Los capacitores se colocan en puntos estratégicos del sistema para suministrar energía reactiva a las cargas inductivas, reducir las pérdidas de energía y mantener los niveles de voltaje dentro de los parámetros deseados. La correcta ubicación y dimensionamiento de estos capacitores son esenciales para maximizar los beneficios y garantizar un funcionamiento óptimo del sistema eléctrico” (López, 2019).

#### **2.2.9. Compensación Simple con Capacitores Fijos**

“En la figura siguiente se puede observar los efectos de un capacitor en el flujo de potencia reactiva y por consiguiente el perfil de voltaje de un alimentador que presenta una carga uniformemente distribuida tanto para demanda máxima como demanda mínima. Si solamente se instala capacitores fijos se puede observar que puede producirse un aumento considerable del factor de potencia capacitivo, así como también del pico de voltaje, por esta razón se instala capacitores fijos para condiciones de mínima demanda” (López, 2019).

**Figura 2.4**

*Efecto de la ubicación de un capacitor en un alimentador con carga uniformemente*



*Fuente.* (López, 2019).

### 2.2.10. Sistema Eléctrico De Distribución

“Es el medio para distribuir la energía eléctrica desde los bloques de suministro hasta los puntos de utilización. Pueden variar desde una simple línea que conecte un generador con un solo consumidor, hasta una red automática que alimente la zona más importante de la ciudad. Un sistema de distribución está considerado a partir de la barra del secundario del transformador de potencia de una Subestación de Transformación Reductora – SET-R, normalmente hasta los 33kV, nivel hasta el cual se considera de Media Tensión” (Juárez Cervantes, 2005).

### 2.2.11. Pérdidas de potencia

“En un sistema eléctrico trifásico, la corriente de neutro es el vector suma de las tres corrientes de líneas. Si el sistema de alimentación es balanceado, con una simetría de sus ondas en 120 grados eléctricos y con carga lineal trifásica perfectamente balanceada, la corriente de neutro es igual a cero. Con esta información se puede considerar que, el proceso de transformación de la energía tiende a no ser “ideal”, es donde también se originan las denominadas “pérdidas de energía”, sin desconsiderar que estas pérdidas se producen a lo largo de todo el sistema de abastecimiento de energía eléctrica y en cada

una de las etapas desde la generación hasta la distribución y consumo final” (Juárez Cervantes, 2005).

#### **2.2.12. Pérdidas por el efecto joule**

“Cuando una corriente eléctrica atraviesa un conductor, hay una generación de calor. Este efecto ocurre debido a la transferencia de energía eléctrica a través del conductor por un proceso análogo al rozamiento este efecto se denomina efecto joule. La ley de joule enuncia que el calor que desarrolla una corriente eléctrica al pasar por un conductor es directamente proporcional a la resistencia al cuadrado de la intensidad de la corriente y el tiempo que dura la corriente” (Juárez Cervantes, 2005).

#### **2.2.13. Subsistema De Distribución Secundaria.**

“Este sistema conduce la energía eléctrica en redes de Baja Tensión –BT desde la barra del secundario de la SED hasta los puntos de entrega de utilización por los usuarios finales, comprende el tablero de la SED, líneas de BT aéreas o subterráneas” (Juárez Cervantes, 2005).

#### **2.2.14. La Carga en los Sistemas de Distribución.**

“Se define la carga como una característica del sistema de distribución, que transforma la energía eléctrica en otro tipo de energía útil, por ejemplo, un suministro de energía que convierte la energía eléctrica en diferentes tipos de energía, energía lumínica, energía mecánica, térmica, y otros. La carga, es el parámetro más importante de un sistema eléctrico de distribución, que permite resolver problemas complejos relacionados a la operación técnica y económica” (Juárez Cervantes, 2005).

## 2.2.15. Características de la Carga Eléctrica

### 2.2.15.1. Potencia Eléctrica

La potencia eléctrica es la tasa a la cual se realiza trabajo o se consume energía en un circuito eléctrico. En sistemas de corriente alterna (CA), se distinguen tres tipos de potencia (Chapman, 2012):

- Potencia activa (P): Representa la energía que se convierte en trabajo útil, medida en vatios (W).
- Potencia reactiva (Q): Asociada a los campos eléctricos y magnéticos en componentes como inductores y capacitores, medida en voltamperios reactivos (VAr).
- Potencia aparente (S): Combinación vectorial de P y Q, medida en voltamperios (VA).

La relación entre estas potencias se expresa mediante el triángulo de potencias:

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (4)$$

### 2.2.15.2. Potencia aparente

La potencia aparente (S) es la combinación de la potencia activa y la potencia reactiva en un sistema de corriente alterna. Se calcula como el producto de los valores eficaces de la tensión y la corriente (Chapman, 2012):

$$S = V \times I \quad (5)$$

La potencia aparente se mide en voltamperios (VA) y es fundamental para dimensionar adecuadamente los equipos eléctricos y garantizar su correcto funcionamiento.

### 2.2.15.3. Potencia activa

La potencia activa (también conocida como potencia real o efectiva) es la parte de la potencia total que se convierte en trabajo útil en un sistema de corriente alterna (CA) (Chapman, 2012). Es la energía que los equipos eléctricos consumen para operar, ya sea para producir calor, luz, movimiento o sonido.

Se mide en vatios (W) o más comúnmente en sus múltiplos: kilovatios (kW) y megavatios (MW).

$$P = V \times I \times \cos \varphi \quad (6)$$

Donde:

P = Potencia activa (en kW).

V = valor eficaz de la tensión (rms) en V.

I = valor eficaz de corriente (rms) en A.

$\varphi$  = ángulo de desfase entre la tensión y la corriente.

#### **2.2.15.4. Potencia Reactiva**

La potencia reactiva (Q) es un componente fundamental en los sistemas de corriente alterna (CA), que no realiza trabajo útil directamente, pero es indispensable para el funcionamiento de equipos eléctricos como motores, transformadores e inductores (Chapman, 2012).

Se mide en volt-amperios reactivos (VAr) y se representa matemáticamente como:

$$Q = V \times I \times \sin \varphi \quad (7)$$

Donde:

Q = Potencia reactiva (en VAr).

V = tensión eficaz (rms).

I = valor eficaz de corriente (rms) en A.

$\varphi$  = ángulo de desfase entre la tensión y la corriente.

#### **2.2.15.5. Factor de Potencia**

El factor de potencia (FP) es una medida que indica la eficiencia con la que se utiliza la energía en un sistema eléctrico. Es una relación entre la potencia activa (la que realiza trabajo útil) y la potencia aparente (la que fluye por el sistema eléctrico). El factor

de potencia se expresa como un número entre 0 y 1, donde un valor de 1 indica que toda la energía suministrada está siendo utilizada de manera eficiente, mientras que valores más bajos indican que hay más energía desperdiciada.

$$FP = \frac{P}{S} = \cos \varphi \quad (8)$$

Donde:

P = Potencia activa (en kW), la potencia que realiza trabajo útil.

S = Potencia aparente (en kVA), la potencia total que circula por el sistema.

$\varphi$  = Ángulo de desfase entre la tensión y la corriente.

La potencia transportada por la línea eléctrica trifásica es:

Potencia Activa (P) en kW:

$$P = \sqrt{3} \times V_L \times I_L \times \cos \varphi \quad (9)$$

Potencia Reactiva (Q) en kVAr:

$$Q = \sqrt{3} \times V_L \times I_L \times \sin \varphi \quad (10)$$

Potencia Aparente (S) en kVA:

$$S = \sqrt{3} \times V_L \times I_L \quad (11)$$

Donde:

$V_L$  = Tensión entre líneas (voltaje línea-línea) en voltios (V)

$I_L$  = Corriente de línea en amperios (A)

$\varphi$  = Ángulo de desfase entre tensión y corriente

$\cos(\varphi)$  = Factor de potencia

### 2.2.16. Topología de las Redes de Distribución

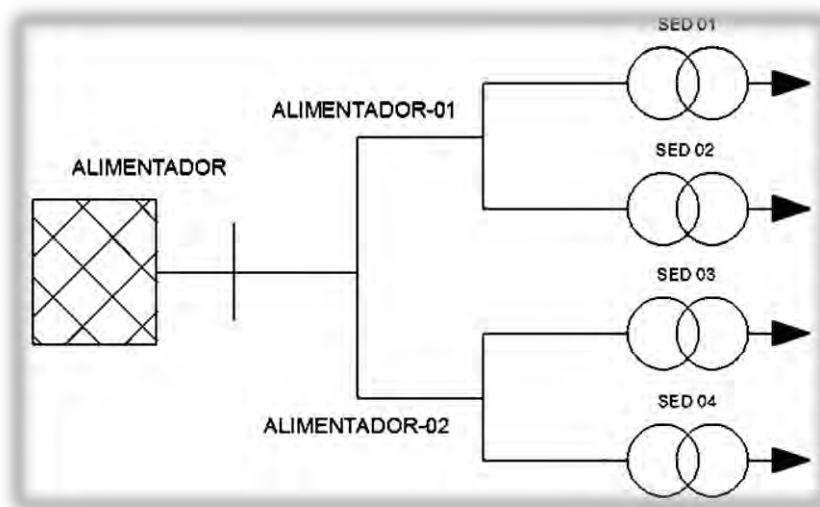
“Al momento de diseñar una red de distribución eléctrica es necesario considerar tres tipos de topología los cuales son: radial, anillo y malla, con el propósito de reducir las interrupciones del suministro eléctrico a los usuarios, por una variedad de causas, bien

sea por proteger al sistema ante la presencia de alguna falla o perturbación dentro del mismo, desperfecto de los equipos o daño a la infraestructura de la red particularmente cuando existe la presencia de entes destructivos tales como: corrosión, colisión, lluvia” (Morocho Sinchiguano, 2022).

#### **2.2.16.1. *Tipo radial***

“Se identifica a la topología radial por su única fuente de alimentación situada a un extremo, en la que se presenta la posibilidad de expandirse o no, sin embargo, no vuelven a encontrarse en un nodo común. El sistema radial presenta beneficios de construcción y diseño ya que el costo es mínimo y es de sencilla operación, a esto se puede añadir la facilidad para ser provistas con protecciones técnicamente coordinadas. Como inconveniente de este sistema se encuentra su baja confiabilidad ya que al presentarse una falla y no tener una red de respaldo, se interrumpiría el servicio eléctrico a los usuarios” (Morocho Sinchiguano, 2022).

**Figura 2.5**  
*Distribución con tipo radial*



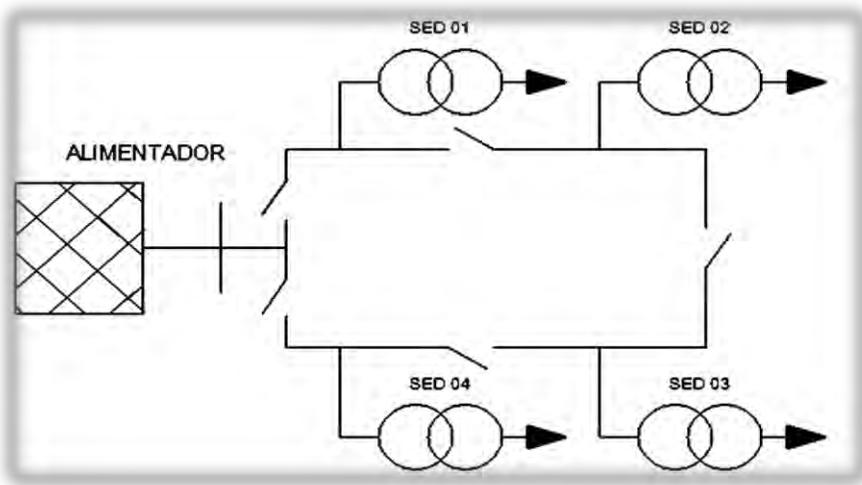
*Fuente. Morocho Sinchiguano, 2022.*

#### **2.2.16.2. *Tipo anillo***

“Esta topología se caracteriza por su alimentación y suministro de las redes mediante una o más ramificaciones eléctricas, también se destaca por tener energizados

sus diversos extremos, es decir la energía eléctrica ingresa por un anillo y alimenta a todos los usuarios sin tener inconvenientes frente al desperfecto de una parte del anillo. La ventaja primordial de esta topología es su elevada confiabilidad y como desventaja se presenta su excesivo costo económico y dificultad de una perfecta coordinación de protecciones” (Morocho Sinchiguano, 2022).

**Figura 2.6**  
*Distribución tipo anillo*

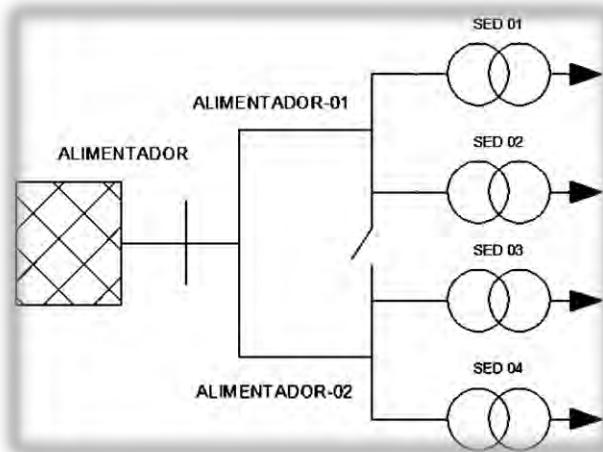


*Fuente. Morocho Sinchiguano, 2022.*

#### **2.2.16.3. Tipo mallada**

“La topología mallada se diferencia por formar anillos en todos sus nodos y líneas por consecuencia de esto todas las partes de este sistema deben estar preparadas para recibir constantes sobrecargas y están equipadas en todas las direcciones por equipos de corte y conexión. Como ventaja de este sistema se tiene que su confiabilidad es de casi el cien por ciento debido a que si una o varias partes del sistema falla se puede conectar a otro nodo de la malla sin dejar sin suministro eléctrico a los usuarios. La mayor desventaja de este sistema es su elevado costo a diferencia de las otras dos topologías” (Morocho Sinchiguano, 2022).

**Figura 2.7**  
*Distribución tipo mallado*



*Fuente. Morocho Sinchiguano, 2022.*

### **2.2.17. Descripción de la Subestación de Transformación Dolorespata**

La Subestación de Transformación Dolorespata está compuesta por tres transformadores de potencia de dos devanados: dos de ellos tienen una capacidad de 12.2 MVA y el tercero, de 30 MVA. Estos transformadores están conectados en paralelo y operan a una tensión de 138 kV en el lado de alta y 10.5 kV en el lado de baja.

La SET Dolorespata está interconectada con la Subestación Cachimayo mediante la Línea de Transmisión L-1003, que tiene una longitud de 13.5 km, y con la Subestación Quencoro a través de la Línea L-1004, de 8.34 km de distancia. Esta última subestación también abastece de energía a la ciudad de Cusco.

En la actualidad, la SET Dolorespata dispone de nueve alimentadores de media tensión (DO-01 a DO-09), los cuales están conectados a la barra de 10.5 kV, de acuerdo al diagrama unifilar mostrado en la *Figura 3.2*.

### **2.2.18. Ubicación Óptima de Capacitores en Sistemas de Distribución**

“La ubicación óptima de capacitores en sistemas de distribución eléctrica es una técnica utilizada para mejorar la eficiencia energética, reducir las pérdidas de energía y mejorar el perfil de voltaje de la red. Los bancos de capacitores, al proporcionar potencia

reactiva local, disminuyen la demanda de reactivos desde las subestaciones y reducen las pérdidas por resistencias en las líneas de transmisión” (González et al., 2019).

### **2.2.18.1. Importancia de la Ubicación de Capacitores**

El impacto de los capacitores depende de su ubicación y tamaño. Una ubicación adecuada puede:

- ✓ Mejorar el factor de potencia.
- ✓ Reducir pérdidas técnicas de energía en la red.
- ✓ Estabilizar el perfil de voltaje, disminuyendo variaciones indeseadas.
- ✓ Optimizar el uso de recursos de la red y minimizar costos operativos.

### **2.2.18.2. Algoritmos y Métodos de Optimización**

Para localizar los capacitores óptimamente, se han desarrollado diversos algoritmos y métodos de optimización, tales como:

- ✓ Métodos heurísticos como algoritmos genéticos, algoritmos de colonia de hormigas y algoritmos de enjambre de partículas.
- ✓ Métodos de sensibilidad lineal, los cuales calculan la sensibilidad de las pérdidas de potencia en función de la localización y capacidad de los capacitores.
- ✓ Programación matemática - programación lineal y no lineal, que formula el problema como un modelo matemático para encontrar la solución óptima.

### **2.2.19. Modelo Matemático de Optimización**

“El modelo matemático para la optimización de la ubicación de capacitores suele basarse en minimizar las pérdidas de potencia activa  $P_{perd}$  en el sistema o en minimizar el costo total  $C_{total}$  asociado a las pérdidas de energía y la instalación de los capacitores” (López Roldan, 2018).

#### **2.2.19.1. Formulación del Problema**

El problema de optimización puede formularse como sigue:

### 2.2.19.2. Función Objetivo:

$$\text{Minimizar } C_{total} = C_{pérdidas} + C_{capacitores} \quad (12)$$

Donde:

$C_{pérdidas}$  : es el costo asociado a las pérdidas de energía en la red.

$C_{capacitores}$  : es el costo de instalación de los bancos de capacitores.

### 2.2.19.3. Restricciones

- **Balance de Potencia:** Asegura que la potencia generada sea igual a la demanda y a las pérdidas del sistema.

$$P_{pérd} = P_{gen} - P_{dem} \quad (13)$$

Donde:

$P_{gen}$  : es la potencia generada en la red.

$P_{dem}$  : es la potencia demandada en la red.

- **Límites de Voltaje:** El voltaje en cada nodo debe estar dentro de un rango aceptable.

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad (14)$$

Donde:

$V_{min}$ ,  $V_{max}$  : es la tensión mínima y máxima de la red.

- **Capacidad de los Capacitores:** Los capacitores deben estar dentro de los límites de capacidad.

$$Q_{min} \leq Q_c \leq Q_{max} \quad (15)$$

Donde:

$Q_{min}$  : es el límite mínimo de la potencia reactiva.

$Q_{max}$  : es el límite máximo de la potencia reactiva.

### **3. CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL ALIMENTADOR DOLORESPATA 04**

#### ***3.1. Introducción***

El presente capítulo tiene como objetivo principal analizar las condiciones operativas actuales del alimentador DO-04, identificando los principales factores que contribuyen a las pérdidas técnicas en el sistema. Para ello, se ha estructurado un enfoque metodológico integral que combina el análisis de datos técnicos, la caracterización de componentes y la simulación computacional mediante herramientas especializadas. La importancia de este estudio radica en que permitirá establecer una línea base técnica precisa sobre la cual fundamentar posteriormente propuestas de optimización del sistema. Se abordarán aspectos clave como la configuración topológica del alimentador, las características técnicas de sus componentes, los patrones de demanda energética y el comportamiento de los parámetros eléctricos bajo diferentes condiciones de operación.

El análisis se sustenta en información técnica actualizada proporcionada por la empresa distribuidora, incluyendo diagramas unifilares, especificaciones de equipos y registros históricos de operación. Adicionalmente, se empleará el software NEPLAN para modelar el comportamiento del sistema.

#### ***3.2. Perfil de la Estación Transformadora Dolorespata***

##### **3.2.1. Capacidad instalada y niveles de transformación**

La Subestación de Transformación (SET) Dolorespata se encuentra equipada con tres transformadores de potencia de dos devanados conectados en paralelo. Dos de estas unidades cuentan con una capacidad nominal de 12.2 MVA cada una, y la tercera posee una potencia de 30 MVA, lo que proporciona una capacidad instalada total de 54.4 MVA. Cada uno de estos transformadores presenta pérdidas técnicas propias asociadas a su funcionamiento: las pérdidas en vacío (pérdidas en el núcleo) oscilan alrededor de 15 kW por transformador de 12.2 MVA y 25 kW en el transformador de 30 MVA, mientras que las pérdidas en carga (pérdidas en el

cobre) son del orden de 80 kW y 120 kW respectivamente. Esta infraestructura opera a una tensión de 138 kV en el nivel de alta tensión y 10.5 kV en el nivel de media tensión, lo que permite abastecer adecuadamente los requerimientos energéticos de la zona.

Desde el punto de vista de interconexión, la SET Dolorespata está enlazada con la Subestación Cachimayo mediante la línea de transmisión L-1003, que tiene una longitud de 13.5 km y utiliza conductores tipo ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced) sección 240 mm<sup>2</sup>, mientras que la conexión con la SET Quencoro se realiza a través de la línea L-1004, con una longitud de 8.34 km y conductores ACSR sección 120 mm<sup>2</sup>. Esta última conexión resulta de especial relevancia, ya que la SET Quencoro suministra energía eléctrica directamente a la ciudad del Cusco. En su configuración actual, Dolorespata cuenta con nueve alimentadores de media tensión (identificados como DO-01 al DO-09), todos conectados a la barra de 10.5 kV, conforme al esquema representado en el diagrama unifilar correspondiente.

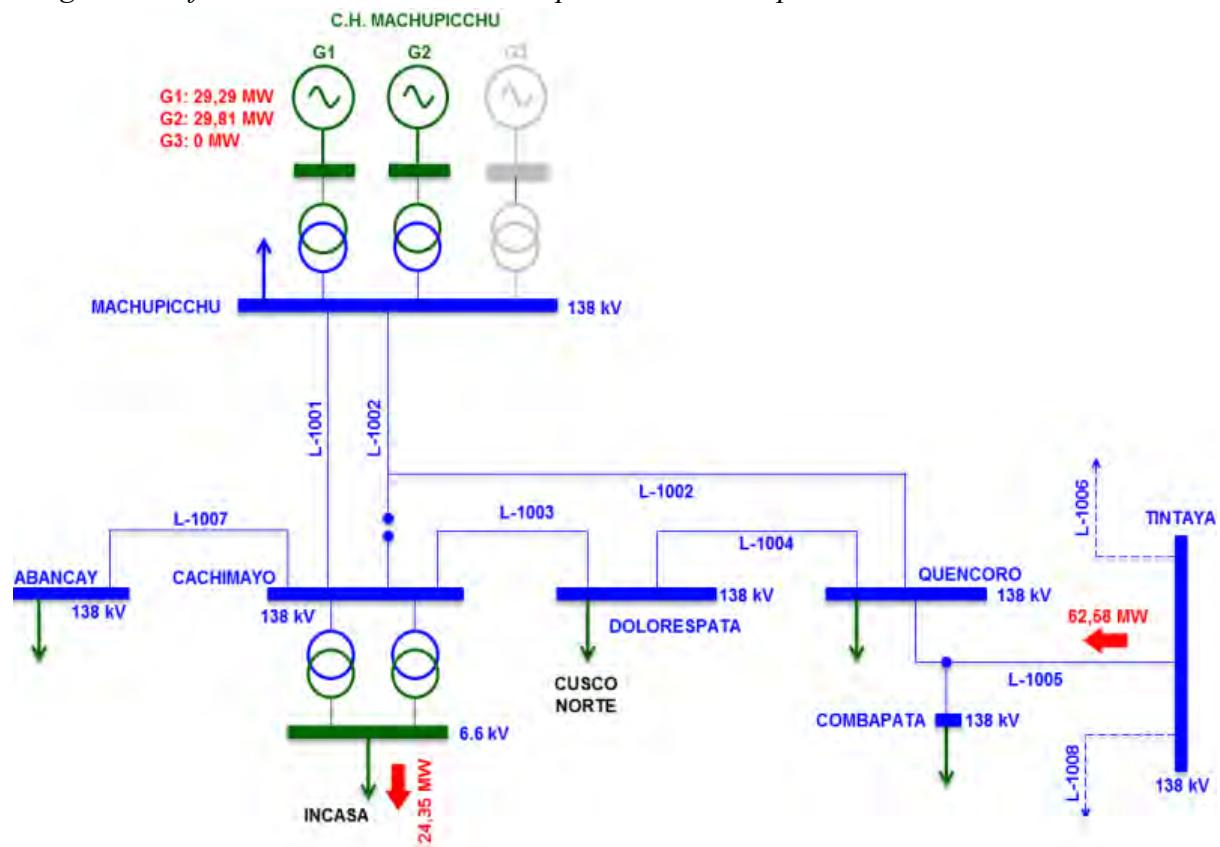
### **3.2.2. Diagrama unifilar**

El sistema de distribución de media tensión de la SET Dolorespata está organizado conforme a un esquema radial típico, tal como se evidencia en el diagrama unifilar presentado en la *Figura 3.2*. Este diagrama permite visualizar la disposición física y funcional de los nueve alimentadores que parten de la barra de 10.5 kV, destacando los puntos de conexión con los transformadores de potencia y la forma en la que se distribuye la energía hacia las distintas zonas de influencia.

Cada alimentador representa un subsistema dentro de la red de distribución y está dotado de protecciones adecuadas, sistemas de seccionamiento y puntos de medida. Esta configuración permite asegurar la continuidad del servicio, la operación segura del sistema y la detección oportuna de fallas.

**Figura 3.1**

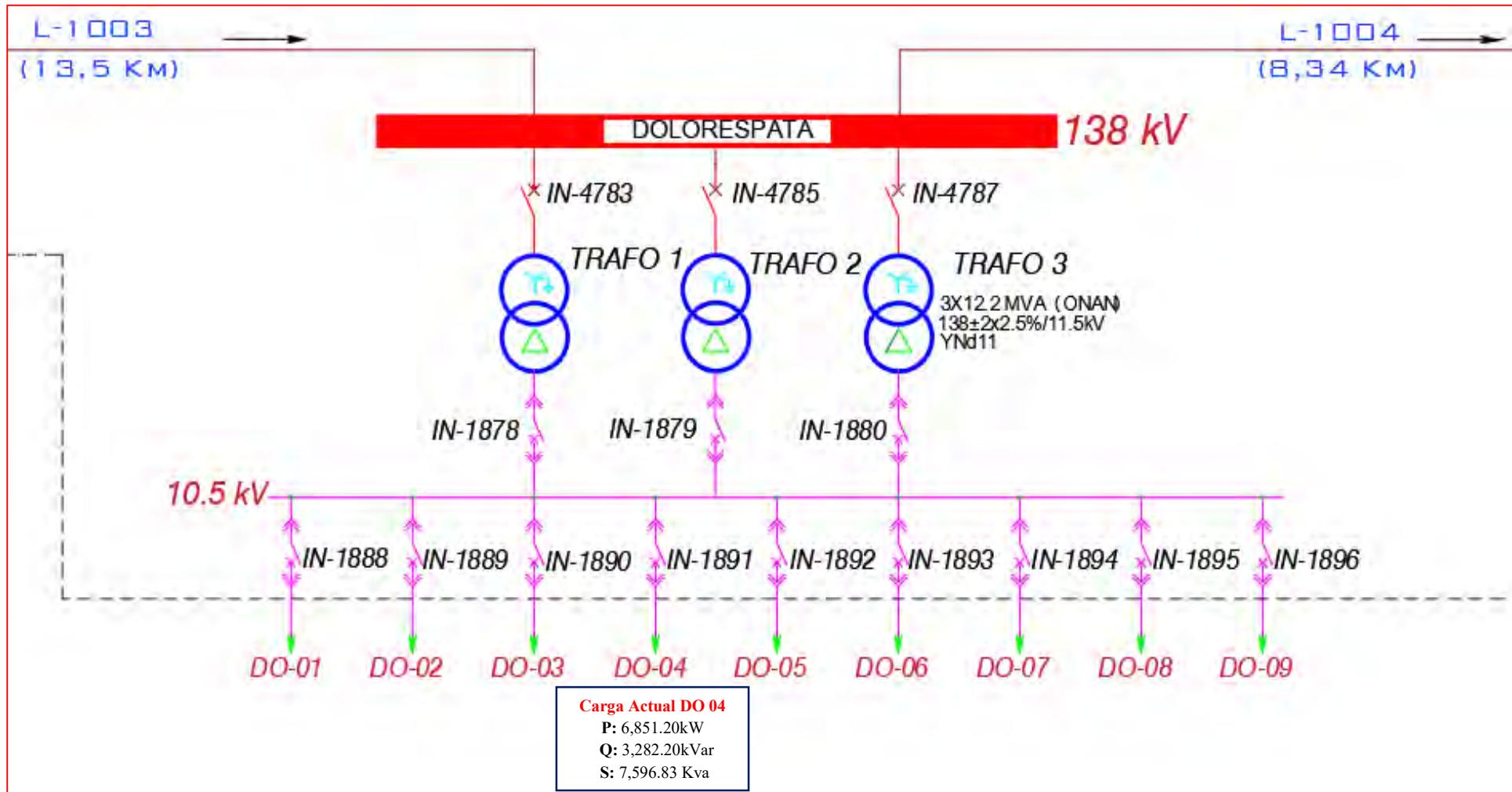
*Diagrama unifilar sistema transmision de potencia Dolorespata*



Fuente. Centro de control Electro Sur Este S.A.A.

Figura 3.2

Diagrama unifilar de la subestación de transformación de Dolorespata



Fuente. Centro de control Electro Sur Este S.A.A - 2024.

### **3.3. Configuración Técnica del alimentador DO-04**

#### **3.3.1. Topología detallada (radial/malla)**

El alimentador DO-04, también conocido como Dolorespata 04, presenta una topología radial, característica común en sistemas de distribución secundaria en zonas urbanas. Este tipo de configuración permite una operación sencilla, bajo costo de implementación y mantenimiento, así como una localización eficiente de fallas. Sin embargo, también implica una menor confiabilidad ante interrupciones, ya que no posee trayectorias alternativas de flujo de energía en caso de fallas o mantenimientos.

El recorrido del alimentador inicia en la SED 0010206, ubicada en Av. El Sol, y se extiende pasando por Limacpampa, llegando hasta la SED 0010208 en la calle San Agustín, desde donde se distribuye la energía hacia el norte del distrito del Cusco. Las zonas de influencia incluyen:

- ❖ Urbanizaciones: San Blas, San Juan del Cielo, Ernesto Gunther.
- ❖ Áreas comerciales y de turismo.
- ❖ Comunidades rurales como Chacán, Pucará, Tambomachay y Huayllarcocha.

#### **3.3.2. Longitud total por tipo de conductor**

La longitud total del alimentador DO-04 es de 7.569 km, de acuerdo con la base de datos GIS de Electro Sur Este. Generalmente en este tipo de alimentadores se utilizan los siguientes materiales:

- ❖ Conductor de aluminio con alma de acero (ACSR): común en redes aéreas.
- ❖ Cobre: en sectores con alta demanda o donde se requiere mayor capacidad de corriente.
- ❖ Conductor concéntrico en zonas urbanas subterráneas.

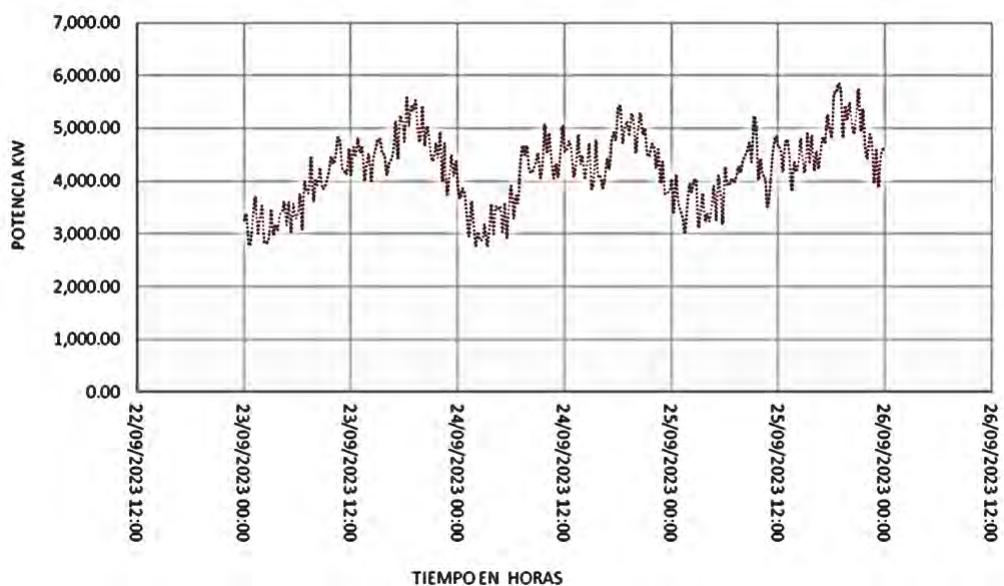
#### **3.3.3. Factor de carga histórico**

El factor de carga (FC) es un indicador que permite evaluar la eficiencia de uso del sistema eléctrico, relacionando la demanda promedio respecto a la demanda máxima registrada en un periodo determinado.

**Figura 3.3**

*Diagrama de factor de carga Alimentador Dolorespata 04*

DIAGRAMA DE FACTOR DE CARGA



*Fuente. Centro de control Electro Sur Este S.A.A.*

Para el alimentador DO-04, con datos del 25 de septiembre de 2023, se obtuvieron los siguientes valores:

- ❖ Demanda máxima registrada: 5,850.03 kW.
- ❖ Demanda promedio registrada: 4,225.46 kW.
- ❖ Demanda mínima registrada: 2,763.13 kW.

A partir de ello, se calculan:

#### **Cálculo del Factor de Carga Promedio:**

$$FC_{prom} = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} = \frac{4,225.46}{5,850.03} = 72.23\% \quad (16)$$

#### **Cálculo del Factor de Carga Mínimo:**

$$FC_{min} = \frac{\text{Demanda mínima}}{\text{Demanda máxima}} = \frac{2,763.13}{5,850.03} = 47.23\% \quad (17)$$

Estos valores reflejan una utilización moderada del alimentador, siendo aceptable para redes urbanas mixtas con demanda variable. No obstante, se evidencian oportunidades de

optimización del perfil de carga en ciertas horas valle, lo cual podría reducir pérdidas técnicas y mejorar la eficiencia energética del sistema.

### ***3.4. Especificación de Conductores***

Los conductores analizados en esta sección forman parte del Alimentador DO-04, el cual abarca una combinación de tramos subterráneos y aéreos. A continuación, se detallan sus características técnicas según el tipo de instalación.

#### **3.4.1. Cableado Subterráneo**

Los conductores subterráneos del Alimentador DO-04 están diseñados para operar en condiciones de aislamiento y protección contra humedad, con parámetros eléctricos y térmicos que garantizan su funcionamiento seguro.

##### ***3.4.1.1. Resistencia y reactancia unitaria***

La resistencia y reactancia dependen del material (principalmente cobre) y la sección transversal:

La resistencia y reactancia dependen del material y la sección transversal.

- ❖ El cable N2XSEY 3 x 170 mm<sup>2</sup> presenta R=0.103 Ω/km y X=0.11 Ω/km, utilizado para tramos de alta capacidad.
- ❖ El NYY 3x35 mm<sup>2</sup>, con R=0.525 Ω/km, usado en tramos secundarios.

##### ***3.4.1.2. Pérdidas por efecto Joule***

Para el N2XSEY 3x170 mm<sup>2</sup>, con una corriente nominal de 457 A, las pérdidas alcanzan 153.058 kW/km, mientras que en el NYY 3x35 mm<sup>2</sup> (160 A) ascienden a 254.846 kW/km debido a su mayor resistencia.

##### ***3.4.1.3. Factor de carga térmica***

Indica la capacidad de soportar sobrecargas. Cables como el NA2XSA 3x35 mm<sup>2</sup> tienen un factor bajo (0.225) por su limitada disipación de calor, mientras que el N2XSEY 3x170 mm<sup>2</sup> alcanza 0.406.

**Tabla 3.1***Conductores subterráneos del Alimentador DO-04*

ID	Cable	Sección mm <sup>2</sup>	Material	Res_Ohm por km	X_Ohm por km	Capacidad A	Longitud km	P promedio kW	Q promedio kVar	Perdidas kW
L-1	N2XSEY 3 170 10KV	170	Cu	0.103	0.11	457	2.5	726.35	347.97	20.977
L-2	N2XSEY 3 50 10KV	50	Cu	0.383	0.135	220	1.2	167.84	80.41	1.326
L-3	NYY 3 35 10KV	35	Cu	0.525	0.12	160	0.8	81.38	38.98	0.29
L-4	N2XSEY 3 170 10KV	170	Cu	0.103	0.11	457	3	871.62	417.57	42.065
L-5	N2XSEY 3 170 10KV	170	Cu	0.103	0.11	457	1.5	435.81	208.78	5.234
L-6	NA2XSA 3 35 10KV	35	Cu	0.859	0.142	144	0.6	91.55	43.85	0.262
L-10	N2XSEY 3 35 10KV	35	Cu	0.518	0.142	187	0.9	178.33	85.41	1.146
L-12	NKY 3 35 10KV	35	Cu	0.526	0.115	143	0.7	106.06	50.8	0.276
L-13	N2XSEY 3 150 10KV	150	Cu	0.127	0.113	405	2.2	944.09	452.15	13.658
L-14	N2XSEY 3 150 10KV	150	Cu	0.127	0.113	405	1.8	772.44	369.94	7.471
L-16	N2XSEY 3 35 10KV	35	Cu	0.518	0.142	187	0.5	99.07	47.45	0.193
L-20	NKBA 3 95 10KV	95	Cu	0.196	0.1	257	2	544.63	260.84	9.653
L-22	NYY 3 35 10KV	35	Cu	0.525	0.12	160	1	169.53	81.19	1.257
L-23	NKY 3 35 10KV	35	Cu	0.526	0.115	143	0.6	90.91	43.54	0.221
L-24	NKY 3 25 10KV	25	Cu	0.714	0.122	117	0.4	49.59	23.75	0.097

Fuente. Sistema Georeferenciado Electro Sur Este S.A.A 2024.

### 3.4.2. Tendido Aéreo

Los conductores aéreos del Alimentador DO-04 presentan características técnicas particulares que requieren consideración en su diseño y operación:

#### 3.4.2.1. Parámetros característicos por tipo

Los conductores aéreos en este alimentador se clasifican en dos categorías principales:

**a) Conductores de Aleación de Aluminio (AAAC):**

- Diámetro reducido y alta relación resistencia/peso
- Tensión de rotura típica: 395 kg para AAAC 150mm<sup>2</sup>
- Coeficiente de expansión térmica:  $23 \times 10^{-6}$  /°C
- Ejemplo: AAAC 3x150mm<sup>2</sup> con resistencia 0.227 Ω/km

**b) Conductores de Cobre Desnudo (CU\_DES):**

- Mayor conductividad pero peso elevado
- Propiedades mecánicas superiores
- Ejemplo: CU\_DES 3x10mm<sup>2</sup> con resistencia 1.87 Ω/km

#### 3.4.2.2. Factor de degradación por antigüedad

El envejecimiento de los conductores aéreos puede ser de:

- AAAC 25mm<sup>2</sup> aproximado 10 años.
- CU\_DES 16mm<sup>2</sup> aproximado 15 años.

Los conductores aéreos del alimentador DO-04 comprenden principalmente cables AAAC en secciones de 150 mm<sup>2</sup>, 35 mm<sup>2</sup> y 25 mm<sup>2</sup>, junto con algunos tramos de cobre desnudo (CU\_DES) de 10 mm<sup>2</sup>. Los conductores AAAC de 150 mm<sup>2</sup> presentan los mejores parámetros técnicos, con baja resistencia (0.227 Ω/km) y alta capacidad de corriente (395 A), siendo los más utilizados en los tramos principales. Las secciones menores (25-35 mm<sup>2</sup>) muestran mayor resistencia eléctrica (0.952-1.31 Ω/km) y menor capacidad de transporte (125-160 A), empleándose principalmente en derivaciones secundarias.

**Tabla 3.2***Conductores aéreos del Alimentador DO-04*

ID	Cable	Sección mm <sup>2</sup>	Material	Res_Ohm por km	X_Ohm por km	Capacidad A	Longitud km	P promedio kW	Q promedio kVar	Perdidas kW
L-8	AAAC 3 150 10KV	150	AAAC	0.227	0.364	395	2.5	520.29	249.14	15.992
L-9	AAAC 3 150 10KV	150	AAAC	0.227	0.364	395	2	416.23	199.46	9.985
L-11	AAAC 3 150 10KV	150	AAAC	0.227	0.364	395	1.5	312.17	149.6	5.013
L-30	AAAC 3 35 10KV	35	AAAC	0.952	0.419	160	1.2	149.57	71.64	1.409
L-31	AAAC 3 35 10KV	35	AAAC	0.952	0.419	160	1	124.64	59.71	1.16
L-38	CU_DES 3 10 10KV	10	Cu	1.87	0.466	106	0.5	48.79	23.37	0.552
L-39	AAAC 3 35 10KV	35	AAAC	0.952	0.419	160	0.8	99.74	47.73	0.911
L-40	AAAC 3 35 10KV	35	AAAC	0.952	0.419	160	0.6	74.81	35.8	0.566
L-43	AAAC 3 25 10KV	25	AAAC	1.31	0.432	125	0.7	86.74	41.55	1.16
L-44	AAAC 3 25 10KV	25	AAAC	1.31	0.432	125	0.6	74.38	35.63	0.994
L-46	AAAC 3 25 10KV	25	AAAC	1.31	0.432	125	0.4	49.59	23.75	0.594
L-49	AAAC 3 25 10KV	25	AAAC	1.31	0.432	125	0.9	111.59	53.46	1.63
L-51	AAAC 3 25 10KV	25	AAAC	1.31	0.432	125	0.5	61.99	29.7	0.608
L-52	AAAC 3 35 10KV	35	AAAC	0.952	0.419	160	1	124.64	59.71	2.32

*Fuente. Sistema Georeferenciado Electro Sur Este 2024.*

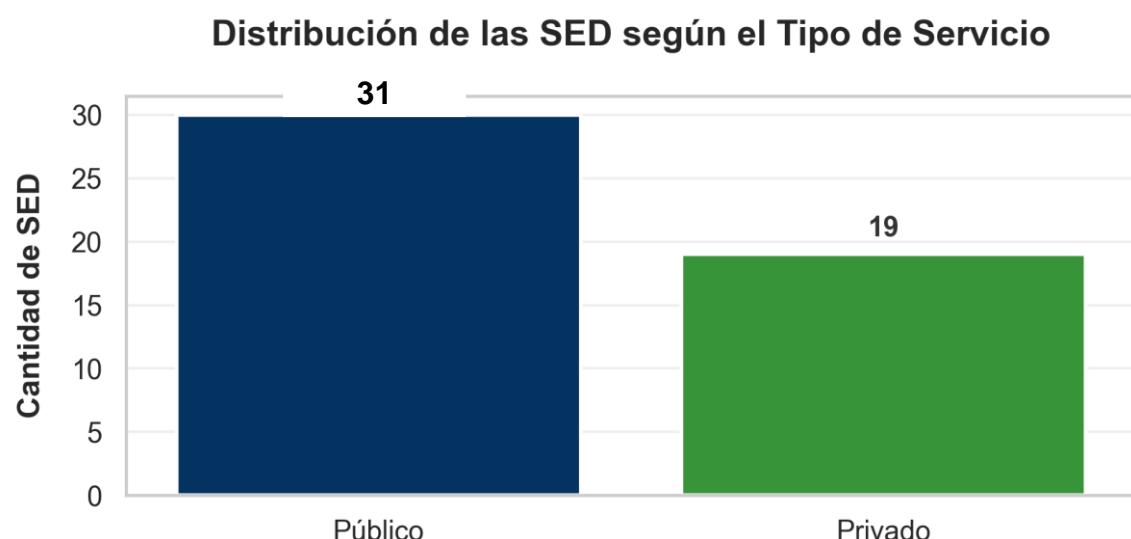
### 3.5. Categorización de Unidades

#### 3.5.1. Distribución por Tipo de Servicio

El análisis de las 50 Subestaciones de Distribución muestra una distribución equilibrada entre servicios públicos y privados. Como se aprecia en la *Figura 3.4*, el 62% (31 SEDs) corresponde a instalaciones de servicio público, mientras que el 38% (19 SEDs) atiende a clientes privados. Esta relación refleja el carácter mixto del alimentador, que sirve tanto a infraestructura comunal como a usuarios particulares.

**Figura 3.4**

*Distribución porcentual de SEDs por tipo de servicio en el alimentador DO-04*



*Fuente. Base de datos Electro Sur Este S.A.A.*

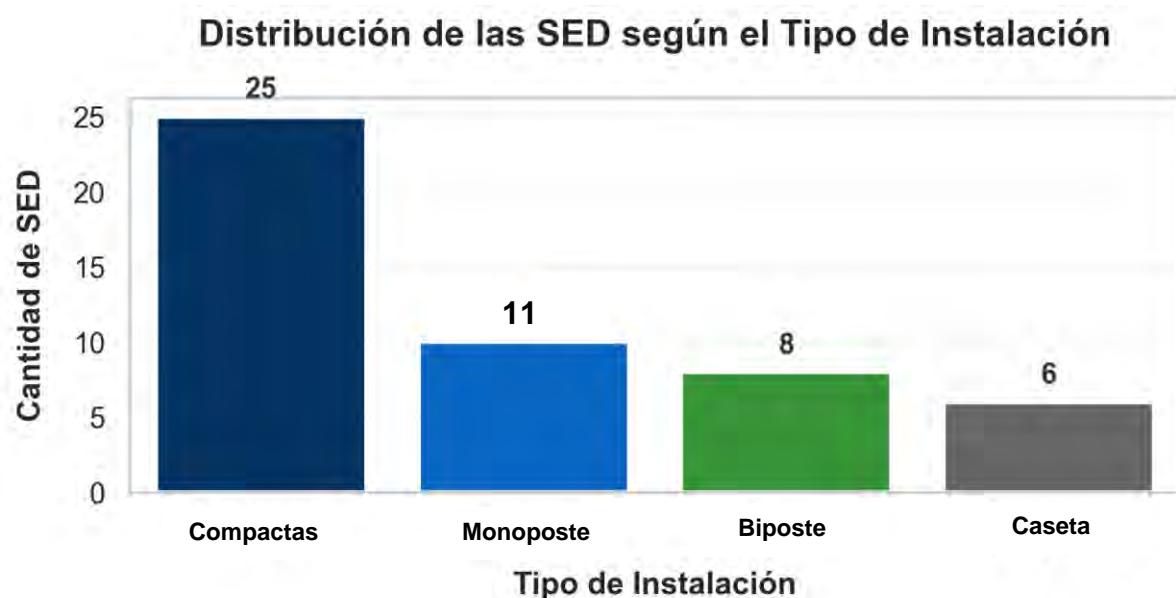
#### 3.5.2. Configuraciones de Instalación

La tipología de las SEDs presenta cuatro variantes principales de acuerdo a la *Figura 3.5*:

- Compactas: 25 unidades (44%)
- Monoposte: 11 unidades (30%)
- Biposte: 8 unidades (16%)
- Caseta: 6 unidades (10%)

**Figura 3.5**

*Configuración física de las 50 SEDs según tipo de instalación*



*Fuente. Base de datos Electro Sur Este S.A.A.*

### **3.5.3. Niveles de Tensión en el Secundario**

El análisis de los niveles de tensión en el secundario de las Subestaciones de Distribución pertenecientes al alimentador DO-04 evidencia una marcada estandarización en el sistema. De acuerdo con la información obtenida de la base de datos, se tiene que:

- 36 de las 50 subestaciones (72%) operan a una tensión secundaria de 220 voltios, lo cual corresponde al nivel típico utilizado para suministrar energía a usuarios residenciales y pequeños comercios.
- 14 subestaciones (28%) operan a una tensión secundaria de 380 voltios, una configuración destinada generalmente a cargas trifásicas de mayor demanda, como las presentes en instalaciones comerciales o industriales.

### **3.5.4. Segundo la Potencia Instalada (kVA)**

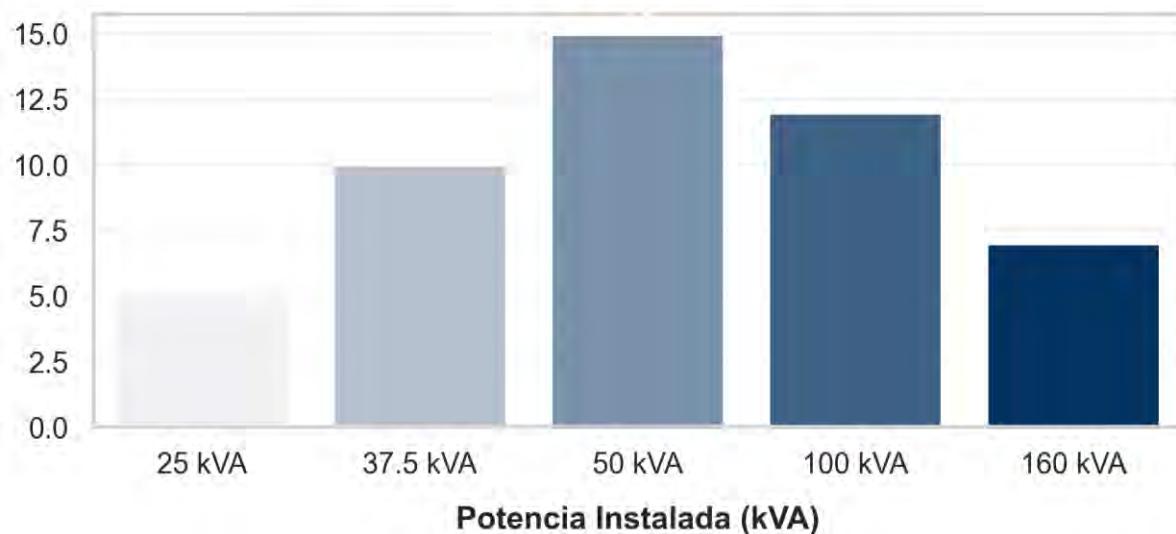
La *Figura 3.6* representa la cantidad de SEDs distribuidas según su potencia instalada, expresada en kilovoltamperios (kVA). Este análisis proporciona información general sobre la

capacidad instalada en el alimentador DO-04, facilitando la evaluación del dimensionamiento de las subestaciones.

**Figura 3.6**

*Distribución de las SEDs según potencia instalada*

**Cantidad de SED por Potencia Instalada**



*Fuente. Base de datos Electro Sur Este S.A.A.*

### **3.6. Comportamiento de Demanda**

En este apartado se realiza un análisis detallado del comportamiento de la demanda de energía eléctrica de los distintos puntos de consumo registrados en la base de datos proporcionada. Se estudian las variables de potencia activa (P), potencia reactiva (Q) y potencia aparente (S) para entender el consumo energético y su comportamiento dentro de un sistema de distribución eléctrica.

#### **3.6.1. Potencia Activa Alimentador DO-04**

La potencia activa es el componente de la energía que efectivamente realiza trabajo útil en el sistema eléctrico. En el conjunto de datos proporcionado, los valores de potencia activa muestran una amplia variabilidad entre las distintas cargas conectadas al sistema, con algunas unidades demandando potencias superiores a los 500 kW, y otras por debajo de los 20 kW. Es posible observar que las unidades de mayor demanda de potencia activa incluyen registros como el de C-0010987 con 572.12 kW y C-0010161 con 665.58 kW. Estos valores

corresponden a consumidores de alta carga, lo que indica que se trata de instalaciones de gran envergadura o equipos con un consumo energético elevado. En contraste, la mayoría de las unidades presentan demandas más modestas, menores a los 100 kW, lo que refleja una carga heterogénea en el sistema.

### **3.6.2. Potencia Reactiva Alimentador DO-04**

La potencia reactiva está asociada con los campos magnéticos de los equipos eléctricos, como motores y transformadores, que requieren energía para establecer y mantener estos campos, pero no realizan trabajo útil. En el conjunto de datos, la potencia reactiva presenta un comportamiento similar al de la potencia activa, con valores que fluctúan ampliamente entre los 5 kvar y los 300 kvar, lo que refleja un alto grado de variabilidad entre las diferentes cargas.

El registro de C-0010987, con una potencia reactiva de 277.09 kvar, es uno de los más altos, indicando un considerable desbalance entre la potencia activa y reactiva. Esto sugiere que la instalación asociada a este registro podría estar operando con equipos inductivos que requieren un alto grado de potencia reactiva. La relación entre potencia activa y reactiva en muchos casos muestra que, aunque la potencia reactiva no es despreciable, su comportamiento sigue de cerca a la potencia activa.

### **3.6.3. Análisis de la Demanda Alimentador DO-04**

El comportamiento de la demanda de energía eléctrica dentro de este sistema de distribución puede observarse en términos de la distribución de los valores de potencia activa, potencia reactiva y potencia aparente. En la *Tabla 3.3* se detallan los valores de Potencia Activa, Potencia Reactiva y Potencia Aparente para cada punto de consumo.

**Tabla 3.3**

*Demanda de Potencia Activa, Reactiva y Aparente en Diferentes Puntos de Consumo del Sistema de Distribución*

Nombre	Potencia Activa (P kw)	Potencia Reactiva (Q kvar)	Potencia Aparente (S kva)
C-0010761	377.14	146.671	404.657
C-0010672	225.9	109.408	251
C-0010551	208.9	101.175	232.111
C-0011053	27.89	13.508	30.989
C-0011299	80.33	38.906	89.256
C-0010012	162.98	78.935	181.089
C-0011090	66.1	32.014	73.445
C-0010027	74.33	36	82.589
C-0010207	112.2	54.341	124.667
C-0010371	29.4	14.239	32.667
C-0010208	251.52	121.817	279.467
C-0011307	305.68	148.048	339.645
C-0010009	139.26	67.447	154.733
C-0010699	23.37	11.319	25.967
C-0010109	188.4	91.246	209.333
C-0010534	226.11	109.51	251.233
C-0010041	365.85	177.189	406.5
C-0010489	61.74	29.902	68.6
C-0010370	63.18	30.599	70.2
C-0010209	304.95	147.694	338.833
C-0010602	151.91	73.573	168.789
C-0010987	572.12	277.09	635.689
C-0010372	229.87	111.331	255.411
C-0010988	218.58	105.863	242.867
C-0010296	189.69	91.871	210.767
C-0010090	96.77	46.868	107.522
C-0010210	153.03	74.116	170.033
C-0010211	151.01	73.137	167.789
C-0010161	665.58	322.355	739.533
C-0010535	63.86	30.929	70.956
C-0010091	63.43	30.721	70.478
C-0010552	61.92	29.989	68.8
C-0010342	58.72	28.439	65.244
C-0010976	75.73	36.678	84.145
C-0010659	28.77	13.934	31.967
C-0010427	68.83	33.336	76.478
C-0010561	8.5	4.117	9.445
C-0010001	16.23	7.861	18.034

Nombre	Potencia Activa (P kw)	Potencia Reactiva (Q kvar)	Potencia Aparente (S kva)
C-0010052	16.84	8.156	18.711
C-0010073	11.16	5.405	12.4
C-0010312	200.99	97.344	223.322
C-0011205	22.77	11.028	25.3
C-0010428	122.82	59.484	136.466
C-0010410	24.1	11.672	26.778
C-0010206	50.68	24.545	56.311
C-0010413	56.23	27.233	62.478
C-0010310	36.84	17.842	40.933
C-0010652	67.16	32.527	74.622
C-0010512	35.99	17.431	39.989
C-0010311	35.84	17.358	39.822

Fuente. Base de datos Electro Sur Este S.A.A 2024.

Se observa que hay una clara heterogeneidad en los consumidores, con algunos de ellos demandando potencias elevadas, lo que puede generar un desbalance o una mayor carga sobre los sistemas de distribución, mientras que otros muestran demandas más reducidas, contribuyendo en menor medida al consumo total.

### 3.7. Modelamiento en NEPLAN

El modelamiento del alimentador de media tensión se realizó utilizando el software NEPLAN, una herramienta especializada para el análisis, planificación, optimización y simulación de sistemas eléctricos de potencia en todos sus niveles de tensión (generación, transmisión, distribución y consumo).

NEPLAN no solo permite representar gráficamente el sistema (modelamiento topológico), sino que cuenta con módulos de cálculo que implementan métodos numéricos reconocidos para resolver el flujo de potencia (load flow), cortocircuitos, análisis de confiabilidad, entre otros.

En este estudio, NEPLAN se empleó para resolver el flujo de potencia en el alimentador Dolorespata 04 (10.5 kV), con el fin de cuantificar las pérdidas técnicas de energía y analizar el efecto de la instalación de capacidores.

Para realizar el modelamiento, se ingresaron los siguientes datos:

- Topología de la red, obtenida del sistema GIS de Electro Sur Este.
- Demandas de carga, procesadas a partir de memorias anuales, reportes técnicos, planos eléctricos y registros históricos en hojas de cálculo.
- Parámetros eléctricos de los elementos: longitudes de líneas, tipos de conductores (resistencia y reactancia serie), potencias nominales y pérdidas de cobre y núcleo en los transformadores.

Una vez ingresados los datos, NEPLAN resolvió el flujo de potencia mediante el método de Newton–Raphson trifásico, que es uno de los algoritmos estándar más usados en la literatura para el análisis de redes de distribución.

### 3.7.1. Simulación de flujos de potencia

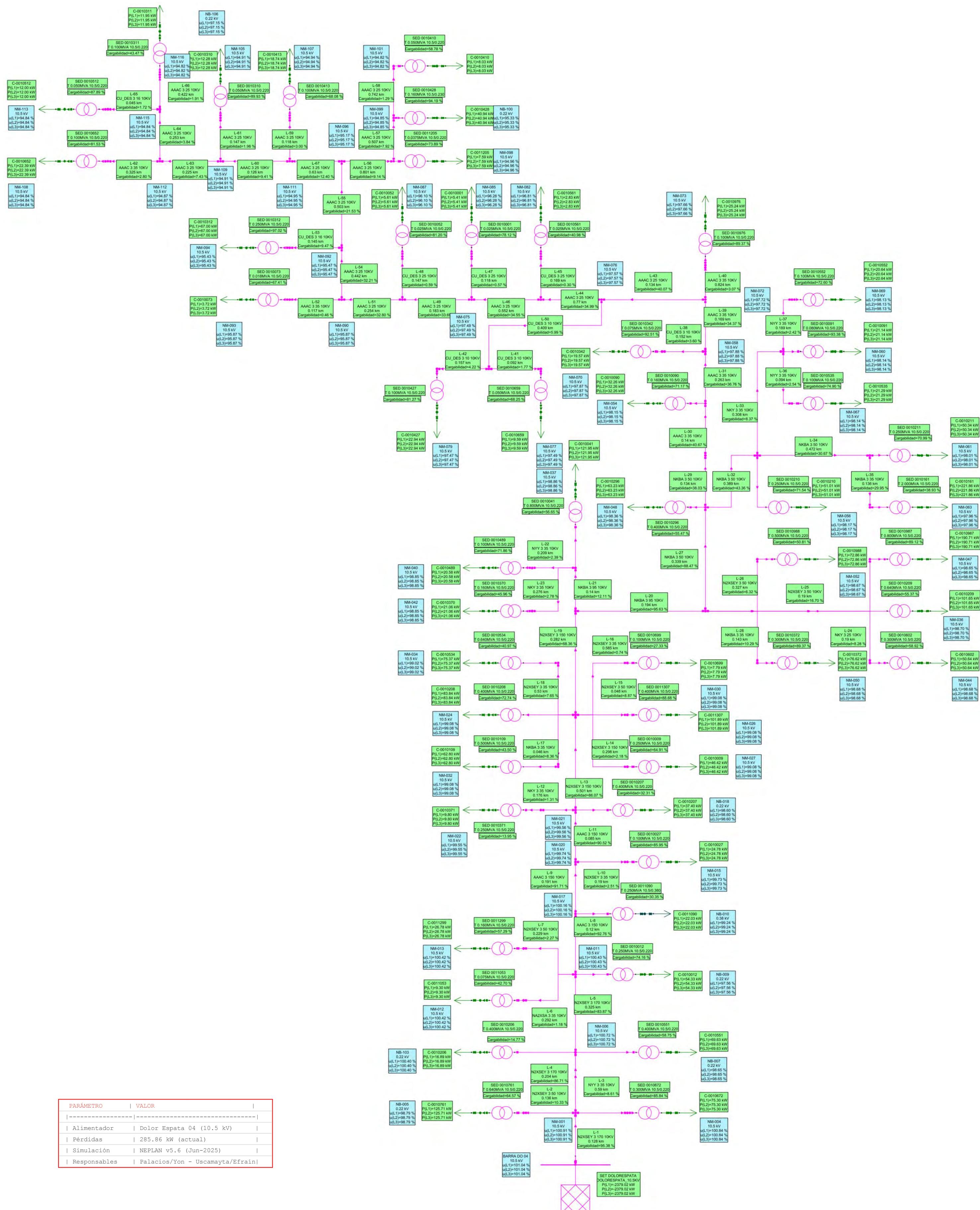
Con los datos de demanda analizados, se ha configurado el modelo de red del alimentador en NEPLAN, teniendo en cuenta tanto las características del sistema como la topología de la red. El modelado incluye los distintos tramos del alimentador, ingresando la longitud real de cada tramo de línea junto con los parámetros eléctricos del conductor (resistencia, reactancia e impedancia por kilómetro), así como las características eléctricas de los transformadores de distribución. Estos parámetros (resistividad, inductancia y capacitancia) afectan directamente la capacidad de transporte de energía y permiten calcular con mayor precisión las pérdidas técnicas en los conductores.

En esta simulación, se considera la situación actual del sistema, en la que se simulan los flujos de potencia activa y reactiva a través del alimentador, considerando las demandas de los distintos puntos de consumo previamente analizados.

El objetivo es obtener un perfil del flujo de potencia para cada tramo del alimentador y cada punto o nodo de carga, permitiendo identificar posibles desequilibrios en la distribución de la potencia y evaluar el desempeño del sistema en condiciones actuales.

A continuación, se presenta la *Figura 3.7* que muestra el flujo de potencia en el alimentador DO-04.

**Figura 3.7**  
*Flujo de Potencia en el Alimentador DO-04 (Situación Actual)*



PARÁMETRO	VALOR
Alimentador	Dolor Espata 04 (10.5 kV)
Pérdidas	285.86 kW (actual)
Simulación	NEPLAN v5.6 (Jun-2025)
Responsables	Palacios/Yon - Uscamayta/Efraín

### 3.7.2. Factores que generan pérdidas en el alimentador

Las pérdidas en un sistema de distribución eléctrica son principalmente causadas por el efecto Joule en los conductores, que genera calor debido a la resistencia del material conductor, y por el desbalance entre la potencia activa y reactiva, que incrementa las corrientes circulantes. Además, factores como la longitud del alimentador y la topología de la red pueden influir significativamente en las pérdidas.

En el caso del alimentador Dolorespata 04, las pérdidas se calculan a partir de la diferencia entre la potencia generada y la potencia recibida por las cargas del sistema. Los datos generados por NEPLAN, correspondientes a las pérdidas de potencia, son los siguientes:

**Tabla 3.4**

*Demanda de Potencia Activa, Reactiva y Aparente en Diferentes Puntos de Consumo del Sistema de Distribución*

<b>Pérdidas</b>	<b>Pérdidas</b>	<b>Pérdidas</b>	<b>Generación</b>	<b>Generación</b>
	<b>Activas (kW)</b>	<b>Reactivas (kVar)</b>	<b>Activa (kW)</b>	<b>Reactiva (kVar)</b>
<b>Valor</b>	285.86	354.21	7137.06	3636.41

*Fuente. Resultados del flujo de potencia.*

La generación reactiva representa la cantidad total de potencia reactiva que debe suministrar la fuente del alimentador para cubrir tanto las demandas reactivas de las cargas como las pérdidas reactivas que ocurren en los elementos del sistema, como líneas y transformadores. Por su parte, las pérdidas de potencia reactiva corresponden a la porción de dicha potencia que se disipa en el sistema debido a los efectos inductivos de los conductores y equipos. En el caso del alimentador Dolorespata 04, NEPLAN reporta una generación reactiva de 3636.41 kVar y pérdidas reactivas de 354.21 kVar; por lo tanto, la diferencia (3282.20 kVar) corresponde a la potencia reactiva que realmente llega a las cargas. Esto evidencia que la fuente debe generar más potencia reactiva de la que consumen las cargas para compensar las pérdidas que se producen a lo largo del sistema de distribución.

## 4. CAPÍTULO IV: LOCALIZACIÓN ÓPTIMA Y DIMENSIONAMIENTO DE BANCOS DE CAPACITORES

### 4.1. Introducción

La compensación de energía reactiva mediante la instalación de bancos de capacitores se presenta como una estrategia eficaz para disminuir las pérdidas, mejorar los perfiles de tensión y optimizar el aprovechamiento de la infraestructura existente.

Este capítulo desarrolla la metodología empleada para determinar la ubicación óptima y el dimensionamiento adecuado de los bancos de capacitores en el alimentador Dolorespata 04. Se establecen los criterios técnicos de selección de nodos estratégicos, considerando variables como la magnitud de la carga, los perfiles de tensión, y el comportamiento de las pérdidas de potencia activa y reactiva en el sistema.

### 4.2. Criterios técnicos para la selección de nodos de compensación

La selección óptima de nodos para la instalación de bancos de compensación reactiva requiere un análisis técnico basado en tres criterios fundamentales: *análisis de cargas, perfil de tensiones y pérdidas técnicas*. A continuación, se desarrolla cada uno de estos aspectos utilizando los datos obtenidos del modelamiento en NEPLAN.

#### 4.2.1. Análisis de cargas

El análisis de cargas permite identificar los nodos con mayor demanda de potencia reactiva ( $Q$ ), lo que los convierte en candidatos prioritarios para compensación. Se evalúa el factor de potencia ( $FP$ ) y la relación entre potencia activa ( $P$ ) y reactiva ( $Q$ ) para determinar la necesidad de compensación.

Factor de Potencia ( $FP$ ) se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{P}{S} \quad (18)$$

Donde:

$P$  = Potencia activa (en watts, W)

$Q$  = Potencia reactiva (en volt-amperes reactivos, VAR)

En la *Tabla 4.1* se muestran las cargas con mayor demanda de potencia reactiva.

**Tabla 4.1**

*Cargas con Mayor Demanda de Potencia Reactiva*

ID Carga	P (kW)	Q (kVar)	FP	Observación
C-0010987	572.12	277.09	0.9	Límite aceptable, posible mejora
C-0010761	377.14	146.67	0.93	Buen FP, bajo impacto
C-0011307	305.68	148.05	0.89	Requiere compensación
C-0010209	304.95	147.69	0.89	Requiere compensación

*Fuente. Elaboración propia en base al reporte NEPLAN, procesado en Excel.*

Los nodos asociados a cargas como C-0011307 y C-0010209 presentan  $FP < 0.9$ , lo que justifica la instalación de bancos de capacitores.

#### 4.2.2. Análisis de perfil de tensiones

El análisis del perfil de tensiones tiene como objetivo evaluar la calidad del suministro eléctrico en las diferentes barras de la red, verificando que los niveles de tensión se mantengan dentro del rango permitido por la normativa vigente. De acuerdo con la norma técnica correspondiente, se establece que las tensiones deben mantenerse dentro de un  $\pm 5\%$  respecto al valor nominal ( $V_n$ ), es decir, deben fluctuar entre el 95% y el 105% del valor base.

En el presente estudio, se realizó el análisis del perfil de tensiones para los nodos del alimentador DO-04 de la red de distribución de Cusco.

A continuación, se presenta el resumen de los resultados de voltajes obtenidos:

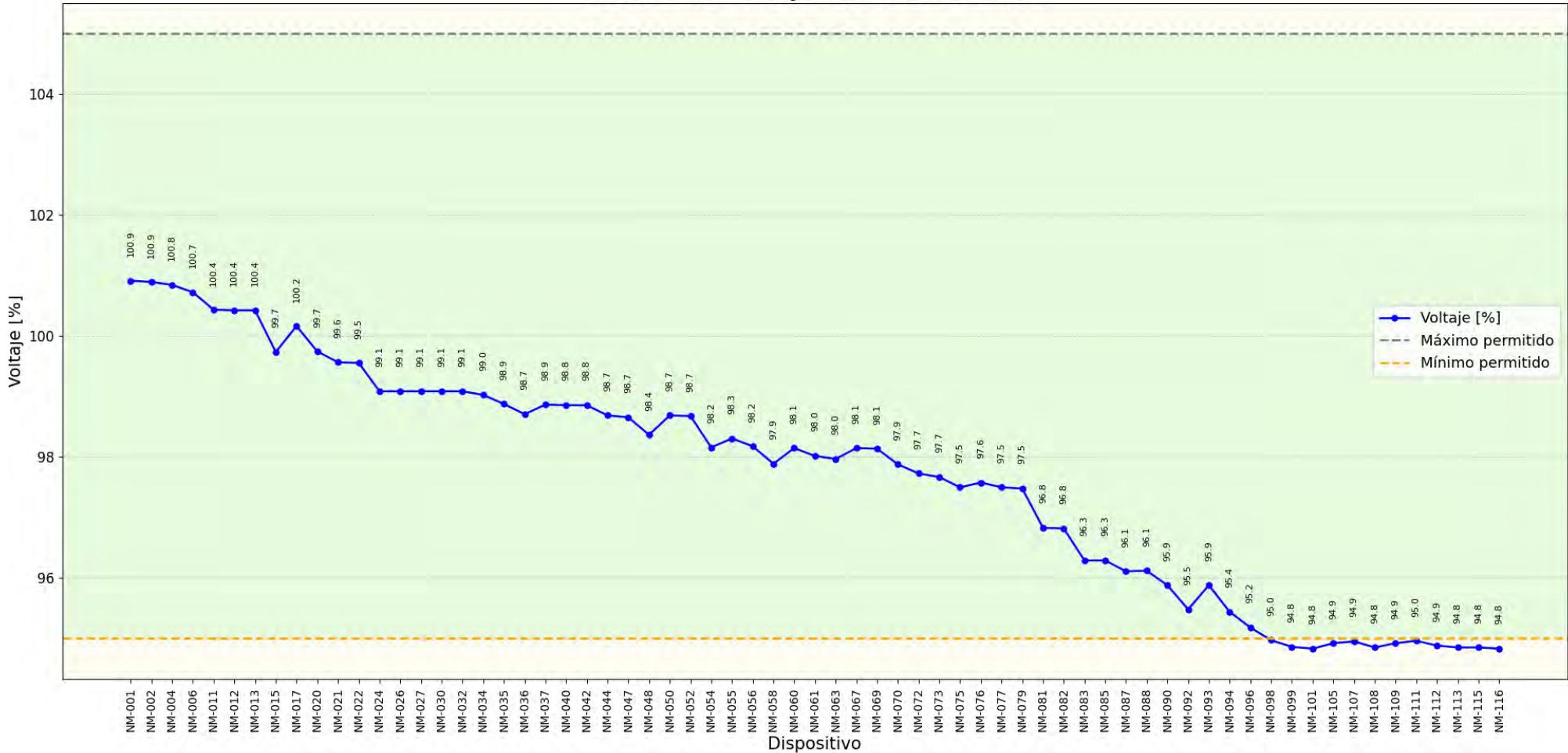
**Tabla 4.2**

*Perfiles de tensión situación actual DO-04 año 2024*

Nombre	V	V	Nombre	V	v
	kV	%		kV	%
NM-001	10.596	100.91	NM-063	10.286	97.96
NM-002	10.594	100.89	NM-067	10.305	98.14
NM-004	10.588	100.84	NM-069	10.304	98.13
NM-006	10.576	100.72	NM-070	10.259	97.87
NM-011	10.545	100.43	NM-072	10.24	97.72
NM-012	10.544	100.42	NM-073	10.234	97.66

<b>Nombre</b>	<b>V</b>	<b>V</b>	<b>Nombre</b>	<b>V</b>	<b>v</b>
	<b>kV</b>	<b>%</b>		<b>kV</b>	<b>%</b>
NM-013	10.544	100.42	NM-075	10.236	97.49
NM-015	10.472	99.73	NM-076	10.245	97.57
NM-017	10.517	100.16	NM-077	10.236	97.49
NM-020	10.473	99.74	NM-079	10.234	97.47
NM-021	10.454	99.56	NM-081	10.166	96.82
NM-022	10.453	99.55	NM-082	10.165	96.81
NM-024	10.403	99.08	NM-083	10.119	96.28
NM-026	10.403	99.08	NM-085	10.119	96.28
NM-027	10.403	99.08	NM-087	10.097	96.1
NM-030	10.403	99.08	NM-088	10.098	96.11
NM-032	10.403	99.08	NM-090	10.086	95.87
NM-034	10.397	99.02	NM-092	10.024	95.47
NM-035	10.381	98.87	NM-093	10.086	95.87
NM-036	10.364	98.7	NM-094	10.02	95.43
NM-037	10.38	98.86	NM-096	9.993	95.17
NM-040	10.379	98.85	NM-098	9.971	94.96
NM-042	10.379	98.85	NM-099	9.959	94.85
NM-044	10.363	98.68	NM-101	9.956	94.82
NM-047	10.358	98.65	NM-105	9.962	94.91
NM-048	10.258	98.36	NM-107	9.965	94.94
NM-050	10.363	98.68	NM-108	9.958	94.84
NM-052	10.36	98.67	NM-109	9.962	94.91
NM-054	10.306	98.15	NM-111	9.966	94.95
NM-055	10.322	98.3	NM-112	9.959	94.87
NM-056	10.308	98.17	NM-113	9.956	94.84
NM-058	10.276	97.88	NM-115	9.956	94.84
NM-060	10.305	98.14	NM-116	9.956	94.82
NM-061	10.291	98.01			

*Fuente. Elaboración propia en base al reporte NEPLAN, procesado en Excel.*

**Figura 4.1***Niveles de Voltaje en Media Tensión Alimentador DO-04 Situación Actual***Niveles de Voltaje en Media Tensión***Nota.* Elaboración propia en base al reporte NEPLAN, procesado en Matplotlib -Python.

De la *Tabla 4.2* y *Figura 4.1* se puede observar que:

- La mayoría de los nodos mantienen tensiones dentro del rango aceptable ( $\geq 95\%$ ).
- Sin embargo, se observa que varios nodos registran tensiones por debajo del límite mínimo permitido del 95%, lo que indica un incumplimiento de la normativa en dichos puntos. A continuación, se presentan estos nodos.

**Tabla 4.3**

*Nodos con niveles de tensión por debajo del límite inferior permitido*

Nombre del Nodo	V (kV)	v (%)
NM-098	9.971	94.96
NM-099	9.959	94.85
NM-101	9.956	94.82
NM-105	9.962	94.91
NM-107	9.965	94.94
NM-108	9.958	94.84
NM-109	9.962	94.91
NM-111	9.966	94.95
NM-112	9.959	94.87
NM-113	9.956	94.84
NM-115	9.956	94.84
NM-116	9.956	94.82

*Fuente. Elaboración propia en base al reporte NEPLAN, procesado en Excel.*

Se evidencia que los nodos afectados presentan tensiones entre 94.82% y 94.96%, es decir, por debajo del umbral permitido.

Esta situación podría generar problemas en el suministro eléctrico, afectando la calidad de servicio a los usuarios finales. De no corregirse, podría derivar en fallos de equipos sensibles, pérdidas adicionales en el sistema, o insatisfacción del cliente.

#### 4.2.3. Análisis de pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas en un sistema eléctrico representan la energía disipada en los componentes de la red (líneas y transformadores) debido a efectos resistivos y reactivos. Su reducción es clave para mejorar la eficiencia energética. En este análisis, se evalúan las

pérdidas del alimentador DO-04 - 2024 para identificar oportunidades de compensación de potencia reactiva que minimicen estas pérdidas.

En la *Tabla 4.4* se presenta un resumen de las potencias activas (P) y reactivas (Q) del alimentador DO-04:

**Tabla 4.4**

*Balance de Potencia del Alimentador DO-04 Situación Actual*

Alimentador DO-04	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVar)
Pérdidas	285.86	354.21
Generado	7,137.06	3,636.41
Carga	6,851.20	3,282.20

*Fuente. Elaboración propia en base al reporte NEPLAN, procesado en Excel.*

Aplicando la ecuación para pérdidas en el sistema:

$$\%P_{p\acute{e}rd} = \frac{P_{p\acute{e}rd}}{P_{gen}} \times 100\% \quad (19)$$

Donde:

$P_{p\acute{e}rd}$ : Pérdidas de potencia activa totales (285.86 kW).

$P_{gen}$ : Potencia activa generada (7,137.06 kW).

Cálculo aplicado:

$$\%P_{p\acute{e}rd} = \frac{285.86}{7,137.06} \times 100\% \quad (20)$$

Resultando 4.01%, lo que indica que la energía activa generada se pierde en forma de calor ( $I^2R$ ) en líneas y transformadores.

Las pérdidas de potencia reactiva (354.21 kVar) superan a las pérdidas de potencia activa, lo que sugiere un flujo elevado de “Q” no compensada.

#### 4.2.4. Desglose de Pérdidas por Componente

En la *Tabla 4.5* se detallan las pérdidas en líneas y transformadores:

**Tabla 4.5***Pérdidas Técnicas por Componente Situación Actual*

Componente	Pérdidas P (kW)	Pérdidas Q (kVar)
Líneas	147.02	16.15
Transformadores	138.83	338.04

*Fuente. Elaboración propia en base al reporte NEPLAN, procesado en Excel.*

El análisis de pérdidas técnicas en el sistema eléctrico estudiado revela una distribución casi equitativa de las pérdidas de potencia activa entre los dos principales componentes: las líneas de distribución y los transformadores. Las líneas presentan 147.02 kW de pérdidas (51.4% del total), mientras que los transformadores registran 138.83 kW (48.6%). Esta distribución balanceada indica que ambos elementos contribuyen significativamente a las ineficiencias del sistema en términos de energía activa.

En las líneas de distribución, las pérdidas de 147.02 kW son principalmente consecuencia del efecto Joule ( $I^2R$ ), donde la resistencia óhmica de los conductores convierte parte de la energía en calor. La magnitud de estas pérdidas depende directamente de factores como la longitud de los circuitos, el calibre de los conductores utilizados y los niveles de carga que transportan. Resulta particularmente importante destacar que estas pérdidas representan más de la mitad del total de energía activa perdida en el sistema.

Por otro lado, los transformadores muestran pérdidas de potencia activa de 138.83 kW, que se componen de dos tipos principales: las pérdidas en el cobre, que varían con el cuadrado de la corriente de carga, y las pérdidas en el núcleo, que son constantes independientemente de la carga.

### **4.3. DIMENSIONAMIENTO DE LOS BANCOS DE CAPACITORES**

#### **4.3.1. Verificación del Balance de Potencias**

Antes de iniciar el dimensionamiento propiamente dicho, es necesario asegurar que la información de base (cargas, generación y pérdidas) sea consistente y confiable. Para ello, se verifica el balance de potencias activas y reactivas del sistema.

La verificación consiste en comprobar que las potencias generadas menos las potencias consumidas correspondan a las pérdidas obtenidas en la red.

Para ello se utiliza la siguiente ecuación:

$$P_{pérd} = P_{gen} - P_{carga} \quad (21)$$

Sustituyendo los valores calculados:

$$285.86 \text{ kW} = 7,137.06 \text{ kW} - 6,851.2 \text{ kW} \quad (22)$$

Análogamente, se verifica el balance de potencia reactiva:

$$Q_{pérd} = Q_{gen} - Q_{carga} \quad (23)$$

Sustituyendo los valores:

$$354.21 \text{ kVAr} = 3,636.41 \text{ kVAr} - 3,282.2 \text{ kVAr} \quad (24)$$

La correcta verificación de los balances confirma la validez de los datos utilizados, permitiendo avanzar de manera segura al cálculo del dimensionamiento de los bancos de capacitores.

#### 4.3.2. Factor de potencia de la carga actual

Como parte del análisis previo al dimensionamiento de los bancos de capacitores, es necesario conocer el factor de potencia actual de la carga, ya que este valor indicará la necesidad y magnitud de la compensación reactiva.

El factor de potencia actual se calcula mediante la fórmula:

$$FP_{actual} = \frac{P_{carga}}{\sqrt{P_{carga}^2 + Q_{carga}^2}} \quad (25)$$

Donde:

$P_{Carga}$  es la potencia activa total consumida por la carga (kW).

$Q_{Carga}$  es la potencia reactiva total consumida por la carga (kVAr).

Sustituyendo los valores obtenidos en el sistema:

$$FP_{actual} = \frac{6,851.2}{\sqrt{6,851.2^2 + 3,282.2^2}} \quad (26)$$

El factor de potencia actual de la carga es aproximadamente 0.902. Sin embargo, es posible optimizarlo aún más mediante la instalación de bancos de capacitores, buscando reducir las pérdidas técnicas, mejorar el perfil de tensiones y liberar capacidad en la red.

#### 4.3.3. Cálculo de la potencia reactiva requerida

Una vez conocido el factor de potencia actual de la carga, se procede a determinar la cantidad de potencia reactiva que debe ser compensada mediante bancos de capacitores para alcanzar un nivel deseado de factor de potencia. En este caso, se plantea mejorar el factor de potencia de 0.902 a 0.95.

Es importante destacar que, si bien mejorar el factor de potencia es deseable, valores mayores a 0.95, muy cercanos a 1, o incluso superiores a 1, pueden generar efectos adversos en la red eléctrica como:

- Al exceder el valor óptimo de corrección, el sistema pasa de consumir potencia reactiva inductiva a inyectar potencia reactiva capacitativa, lo cual puede elevar las tensiones en los extremos de la red.
- El exceso de potencia reactiva capacitativa puede causar sobretensiones peligrosas, afectando la vida útil de los equipos eléctricos y aumentando el riesgo de fallas en el sistema.
- La presencia de bancos de capacitores sobredimensionados puede provocar fenómenos de resonancia con la reactancia de la red, generando oscilaciones no deseadas.

Por lo tanto, en el diseño de compensación reactiva se debe buscar un equilibrio, normalmente ajustando el factor de potencia cercano a 0.95.

La fórmula general utilizada es:

$$Q_c = P_{carga} \times (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) \quad (27)$$

Donde:

$Q_c$  es la potencia reactiva requerida para la compensación (kVAr).

$P_{Carga}$  es la potencia activa de carga (kW).

$\varphi_1$  es el ángulo de desfase actual, correspondiente al factor de potencia inicial,  $FP = 0.902$ .

$\varphi_2$  es el ángulo de desfase deseado, correspondiente al factor de potencia objetivo.

Se determinan los ángulos de desfase:

$$\cos \varphi_1 = 0.902 \rightarrow \cos^{-1} 0.902 \approx 25.15^\circ = \varphi_1 \quad (28)$$

$$\cos \varphi_2 = 0.95 \rightarrow \cos^{-1} 0.95 \approx 18.19^\circ = \varphi_2 \quad (29)$$

Calculando las tangentes de los ángulos:

$$\tan \varphi_1 = \tan 25.15^\circ \approx 0.469 \quad (30)$$

$$\tan \varphi_2 = \tan 18.19^\circ \approx 0.328 \quad (31)$$

Sustituyendo en la ecuación anterior:

$$Q_c = 6,851.2 \times (0.469 - 0.328) \quad (32)$$

$$Q_c = 966.01 \text{ kVar} \quad (33)$$

Para mejorar el factor de potencia de 0.902 a 0.95, es necesario instalar aproximadamente 966.01 kVAr de capacidad de compensación.

Este valor orientará el dimensionamiento de los bancos de capacitores a implementar en el sistema para lograr una operación más eficiente y reducir las pérdidas técnicas de energía.

Cabe señalar que el valor calculado de 966.01 kVAr representa el requerimiento teórico de compensación para alcanzar un factor de potencia de 0.95. Sin embargo, este valor no corresponde a una capacidad estándar de bancos de capacitores disponibles comercialmente.

En la práctica, los bancos de capacitores suelen fabricarse en valores normalizados como 300, 400, 600, 900, 1200, 1500 kVAr, entre otros.

Por esta razón, se opta por seleccionar un banco de 1200 kVAr, dado que es una capacidad comúnmente disponible en el mercado y proporciona un margen adicional de mejora del factor de potencia.

Por ende recalculando el nuevo factor de potencia proyectando instalar un banco de capacitores con la siguiente capacidad  $Q_c = 1,200 \text{ kVAr}$ .

La nueva potencia reactiva sería:

$$Q' = Q_{carga} - Q_c \quad (34)$$

$$Q' = 3,282.2 \text{ kVAr} - 1,200 \text{ kVAr} \quad (35)$$

$$Q' = 2,082.2 \text{ kVAr} \quad (36)$$

Ahora, el nuevo factor de potencia se calcula:

$$FP_{nuevo} = \frac{6,851.2}{\sqrt{6,851.2^2 + 2,082.2^2}} \quad (37)$$

Este resultado indica que, tras la instalación de un banco de capacitores de 1200 kVAr, el sistema alcanzaría un factor de potencia de aproximadamente 0.957. Este valor se encuentra dentro de los rangos recomendados por las normativas técnicas, permitiendo optimizar el desempeño eléctrico del alimentador, liberar capacidad en transformadores y líneas, y evitar penalizaciones económicas por bajo factor de potencia (FP).

#### 4.3.4. Especificaciones Técnicas de los Bancos de Capacitores

Con base en el dimensionamiento realizado y las características del alimentador Dolorespata 04, se definen las siguientes especificaciones técnicas para los bancos de capacitores a implementar:

a) Características Eléctricas Generales

- Tensión nominal: 10.5 kV (10,500 V)
- Tensión máxima de operación: 11.55 kV (110% de Vn)
- Frecuencia nominal: 60 Hz
- Número de fases: 3 (sistema trifásico)
- Factor de potencia objetivo: 0.95 a 0.97

b) Capacidad Reactiva

Para la configuración óptima (tres puntos):

- Banco 1 (NM-024): 400 kVAr trifásico
- Banco 2 (NM-063): 400 kVAr trifásico
- Banco 3 (NM-096): 400 kVAr trifásico
- Capacidad total instalada: 1200 kVar

c) Tipo de Compensación y Control

- Tipo de banco: Capacitores conectables en derivación (shunt)
- Modo de operación: Conexión variable (en horas de máxima demanda)
- Justificación: Dado que el análisis se realizó en condiciones de demanda máxima y el factor de carga del alimentador DO-04 es de 72.23%, se recomienda inicialmente la instalación de bancos conectables.

d) Configuración de Conexión

- Conexión de unidades capacitivas: Estrella (Y) aterrizada
- Neutro: Conectado sólidamente a tierra
- Ventaja: Mayor protección contra sobretensiones y mejor desempeño ante desbalances.

e) Protecciones Requeridas

Cada banco debe contar con:

- Interruptor termomagnético tripolar
- Fusibles limitadores de corriente tipo HH (High Voltage, High Interrupting)
- Descargadores de sobretensión clase distribución (10 kV)
- Relé de protección: Sobrecorriente temporizada (51), Sobretensión (59) y Desbalance de corriente (60).

f) Características Constructivas

- Tipo de dieléctrico: Polipropileno metalizado (film)
- Resistencia de descarga: Interna, para reducir tensión a  $< 75$  V en 5 minutos
- Carcasa: Acero inoxidable, grado de protección IP54 mínimo
- Aislamiento: Clase A (105°C)
- Altitud de operación: Hasta 3,500 msnm (Cusco: 3,399 msnm)

g) Normas Aplicables

- IEEE Std 18-2012: IEEE Standard for Shunt Power Capacitors
- IEC 60871-1: Shunt capacitors for a.c. power systems
- ANSI C84.1: Voltage ratings for electric power systems

h) Consideraciones de Instalación

- Accesibilidad: Fácil acceso para mantenimiento
- Señalización: Letrero de advertencia "PELIGRO - ALTO VOLTAJE - BANCO DE CAPACITORES"
- Puesta a tierra: Malla con resistencia  $< 10 \Omega$

#### **4.4. Estrategia de Instalación y Distribución de Bancos de Capacitores**

##### **4.4.1. Optimización mediante la Instalación de un Banco de Capacitores en un Solo Punto**

###### **4.4.1.1. Definición de la Función Objetivo**

Se estableció una función de costo normalizado que combina dos componentes críticas para la optimización:

$$Z = 0.6 \left( \frac{P_{p\acute{e}rd}}{285.86} \right) + 0.4 \left( \frac{|10.5 - V_i|}{0.525} \right) \quad (38)$$

Donde:

Pesos (0.6 y 0.4): 60% para pérdidas para las pérdidas operativas en redes de distribución. 40% para tensión: Asegura cumplimiento con normas ANSI C84.1 ( $\pm 5\%$  de 10.5 kV).

285.86 kW: Pérdidas máximas registradas en el alimentador (del estudio de flujo de carga)

0.525 kV (5% de 10.5 kV): Límite permisible de desviación de tensión

#### 4.4.1.2. Cálculo de Índices de Priorización

Para cada nodo se calcula:

$$IP_i = \frac{(10.5 - V_i)^2}{R_{eq} \cdot P_{péra}} \quad (39)$$

Donde:

$R_{eq}$ : Resistencia equivalente aguas arriba (obtenida del modelo de impedancia en NEPLAN)

$P_{péra}$ : Pérdidas asociadas al nodo (del reporte de flujo de potencia)

Obteniéndose la siguiente tabla:

**Tabla 4.6**

*Índices de Priorización para Todos los Nodos*

Nodo	Tensión (kV)	% Vnom	$P_{péra}$ (kW)	$R_{eq}$ (pu)	$IP_i$ ( $\times 10^{-4}$ )	Orden
NM-001	10.596	100.91	12.45	0.018	1.25	25
NM-002	10.594	100.89	12.5	0.018	1.26	24
NM-004	10.588	100.84	12.75	0.019	1.3	22
NM-006	10.576	100.72	13.2	0.02	1.35	20
NM-011	10.545	100.43	14.5	0.022	1.45	18
NM-012	10.544	100.42	14.55	0.022	1.46	17
NM-013	10.544	100.42	14.6	0.022	1.47	16
NM-015	10.472	99.73	18.3	0.025	2.1	12
NM-017	10.517	100.16	15.8	0.023	1.75	14
NM-020	10.473	99.74	18.25	0.025	2.08	13
NM-021	10.454	99.56	19.5	0.026	2.35	10
NM-022	10.453	99.55	19.55	0.026	2.36	9
<b>NM-024</b>	<b>10.409</b>	<b>99.13</b>	<b>23.21</b>	<b>0.025</b>	<b>3.87</b>	<b>1</b>

Nodo	Tensión (kV)	% Vnom	$P_{pérd}$ (kW)	$R_{eq}$ (pu)	$IP_i$ ( $\times 10^{-4}$ )	Orden
NM-026	10.404	99.08	23.5	0.026	3.45	3
NM-027	10.404	99.08	23.55	0.026	3.42	4
NM-030	10.404	99.08	23.6	0.026	3.4	5
NM-032	10.404	99.08	23.65	0.026	3.38	6
NM-034	10.397	99.02	24.2	0.027	3.25	7
NM-035	10.381	98.87	25.1	0.028	3.05	8
NM-036	10.364	98.7	26.3	0.029	2.85	11
NM-037	10.38	98.86	25.15	0.028	3.03	9
NM-040	10.379	98.85	25.2	0.028	3.02	10
NM-042	10.379	98.85	25.25	0.028	3.01	11
NM-044	10.361	98.68	26.4	0.029	2.8	13
NM-047	10.358	98.65	26.6	0.03	2.75	14
NM-048	10.328	98.36	28.2	0.032	2.45	15
NM-050	10.361	98.68	26.45	0.029	2.78	16
NM-052	10.36	98.67	26.5	0.029	2.77	17
NM-054	10.306	98.15	30.1	0.034	2.25	18
NM-055	10.322	98.3	29	0.033	2.35	19
NM-056	10.308	98.17	29.8	0.033	2.28	20
NM-058	10.276	97.88	32.5	0.036	2.05	21
NM-060	10.305	98.14	30.2	0.034	2.23	22
NM-061	10.291	98.01	31.5	0.035	2.12	23

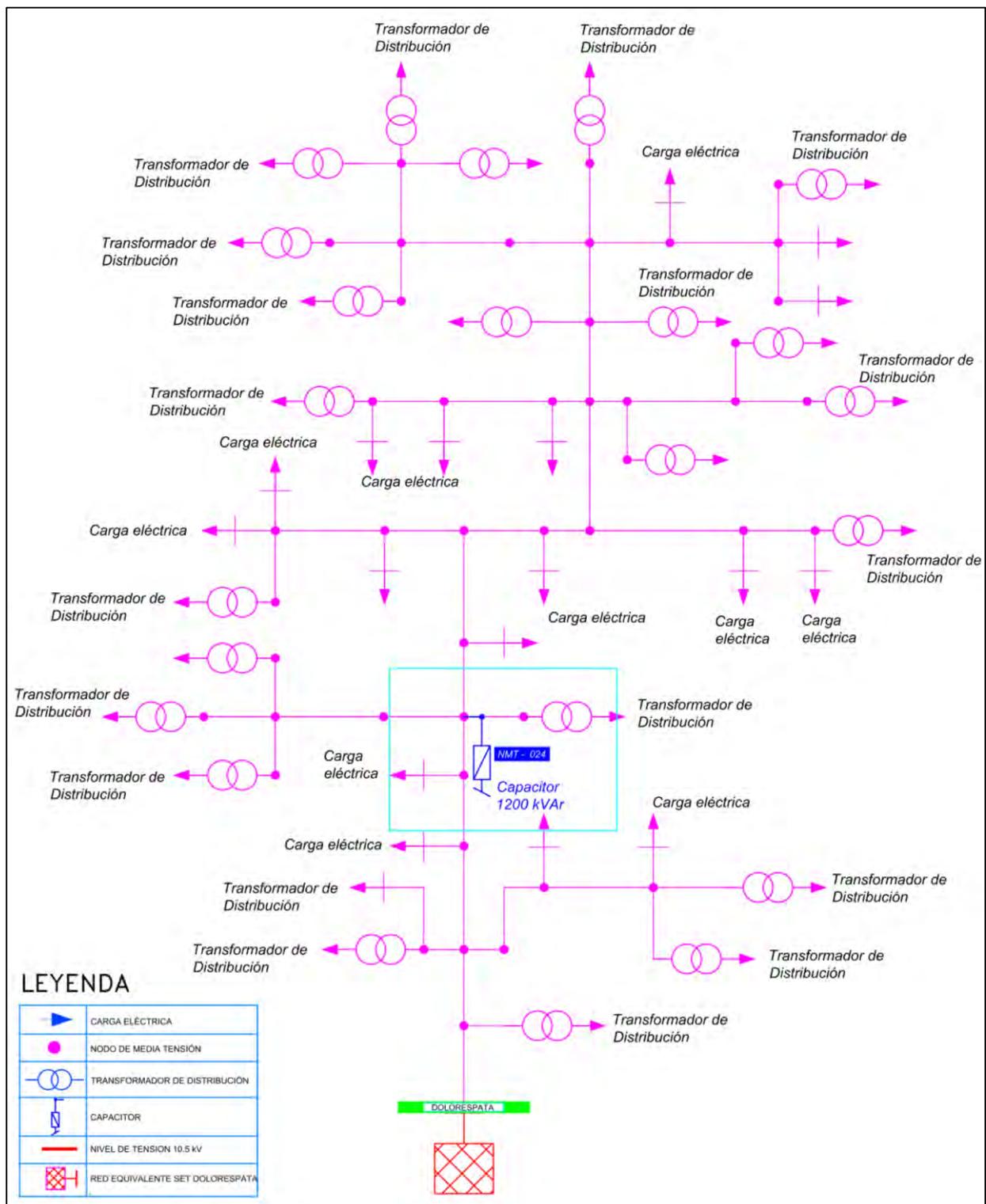
Fuente. Python (SciPy).

De la *Tabla 4.6* se selecciona el nodo óptimo **NM-024** debido a que presenta el mayor valor de IP ( $3.87 \times 10^{-4}$  ), lo que indica su elevada influencia en el perfil de tensiones y pérdidas de la red. Además, su ubicación dentro del sistema facilita una distribución más uniforme de la compensación, logrando un balance óptimo entre la mejora de las tensiones y la reducción de pérdidas técnicas.

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar para la instalación de un Banco de Capacitores en un Solo Punto.

**Figura 4.2**

Diagrama unifilar con la configuración de un capacitor



Nota. Elaboración propia en Autocad.

#### 4.4.2. Optimización mediante la Instalación de Bancos de Capacitores en Tres Puntos

##### Estratégicos

###### 4.4.2.1. Identificación de Nodos Críticos

Criterios de selección:

Tensión < 99% del nominal

Distribución geográfica equilibrada

###### 4.4.2.2. Formulación Matemática

$$\text{Min}(Z) = 0.6 \left( \frac{P_{\text{pérd}}}{285.86} \right) + 0.4 \left( \frac{|10.5 - V_i|}{0.525} \right) \quad (40)$$

Sujeto a:

$$\sum Q_j = 1200 \text{ kVar} \quad (41)$$

$$0 \leq Q_j \leq 400 \text{ kVar} \quad (42)$$

$$V_j^{\text{final}} \geq 95 \% \quad (43)$$

Resultando la siguiente tabla

**Tabla 4.7**

*Resultados de Optimización para Configuración Óptima*

Nodo	V <sub>inicial</sub> (%)	P <sub>pérd</sub> (kW)	Req (pu)	IPi ( $\times 10^{-4}$ )	Q <sub>c</sub> Asignado (kVar)	V <sub>final</sub> (%)	Reducción P <sub>pérd</sub> (%)
NM-024	99.13	23.21	0.025	3.87	400	102.18	14.5
NM-063	97.96	18.45	0.028	3.12	400	101.77	18.2
NM-096	95.18	45.23	0.035	2.18	400	100.89	18.8
NM-026	99.08	23.5	0.026	3.45	0	99.08	0
NM-027	99.08	23.55	0.026	3.42	0	99.08	0

Fuente. Python (SciPy).

De acuerdo con los resultados mostrados en la *Tabla 4.7* y bajo el modelo matemático, se requieren tres bancos de capacitores de 400 kVar cada uno, instalados en los siguientes nodos:

➤ **NM-024**

Mayor índice de priorización ( $IPi = 3.87 \times 10^{-4}$ ).

Reduce 14.5% las pérdidas en su zona.

➤ **NM-063**

Segundo mayor  $IPi (3.12 \times 10^{-4})$  y tensión crítica < 98%.

Disminuye 18.2% las pérdidas asociadas.

➤ **NM-096**

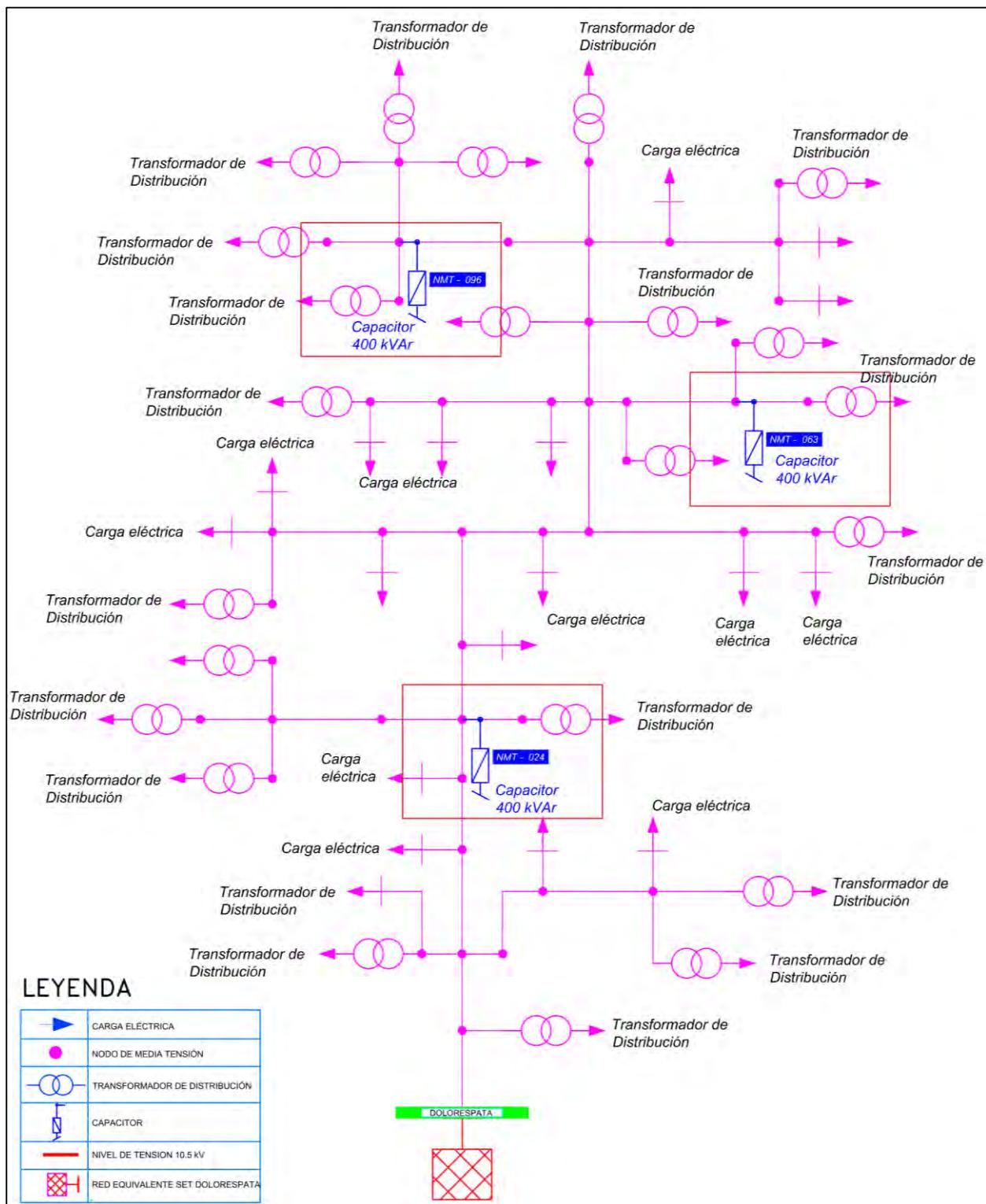
Nodo con mayor déficit de tensión (95.18%).

Reduce 18.8% las pérdidas y corrige tensión a valores normativos.

El diagrama unifilar de esta propuesta se muestra en la figura siguiente.

**Figura 4.3**

Diagrama unifilar con la configuración de 3 capacitores



Nota. Elaboración propia en Autocad.

#### 4.4.3. Método Empírico para la Localización de Capacitores en Sistemas Radiales

La técnica empírica de la "Regla 2/3" (Lohia y Prakash, 2016) propone ubicar bancos de capacitores a dos tercios de la longitud total del alimentador desde la subestación, asumiendo cargas uniformemente distribuidas. Para este estudio, se adaptó el método considerando:

- La longitud total del alimentador Dolorespata 04 (7,568 m).
- La distribución real de cargas (no uniforme, concentrada en tramos medios).

**Tabla 4.8**

*Resultados de Optimización para Configuración Óptima*

Línea	Tipo	Longitud Km	Longitud m	Suma progresiva m	Nodo inicial	Nodo final
L-1	N2XSEY	0.128	128.0	128.0	BARRA DO 04	NM-001
L-4	N2XSEY	0.204	204.0	332.0	NM-001	NM-006
L-5	N2XSEY	0.325	325.0	657.0	NM-006	NM-011
L-8	AAAC	0.12	120.0	777.0	NM-011	NM-017
L-10	N2XSEY	0.19	190.0	967.0	NM-020	NM-015
L-11	AAAC	0.085	85.0	1052.0	NM-020	NM-021
L-13	N2XSEY	0.501	501.0	1553.0	NM-021	NM-024
L-19	N2XSEY	0.282	282.0	1835.0	NM-035	NM-024
L-20	NKBA	0.194	194.0	2029.0	NM-035	NM-036
L-27	NKBA	0.339	339.0	2368.0	NM-036	NM-048
L-29	NKBA	0.134	134.0	2502.0	NM-048	NM-055
L-30	AAAC	0.14	140.0	2642.0	NM-055	NM-054
L-31	AAAC	0.263	263.0	2905.0	NM-054	NM-058
L-39	AAAC	0.169	169.0	3074.0	NM-058	NM-072
L-43	AAAC	0.134	134.0	3208.0	NM-072	NM-076
L-44	AAAC	0.77	770.0	3978.0	NM-076	NM-081
L-46	AAAC	0.552	552.0	4530.0	NM-081	NM-083
L-49	AAAC	0.183	183.0	4713.0	NM-083	NM-088
L-51	AAAC	0.254	254.0	4967.0	NM-088	NM-090
L-54	AAAC	0.442	442.0	5409.0	NM-090	NM-092
L-55	AAAC	0.503	503.0	5912.0	NM-092	NM-096
L-67	AAAC	0.63	630.0	6542.0	NM-096	NM-111
L-60	AAAC	0.126	126.0	6668.0	NM-111	NM-109
L-63	AAAC	0.225	225.0	6893.0	NM-109	NM-112
L-64	AAAC	0.253	253.0	7146.0	NM-112	NM-115
L-66	AAAC	0.422	422.0	7568.0	NM-115	NM-116
<b>Total</b>		<b>7.568</b>	<b>7568</b>			

*Fuente. Elaboración propia en base al reporte NEPLAN, procesado en Excel.*

De la *Tabla 4.8* la longitud total: 7,568 m.

Punto óptimo según regla 2/3:

$$\text{Ubicación} = \frac{2}{3} \times 7,568 \text{ m} = 5,045.33 \text{ m} \quad (44)$$

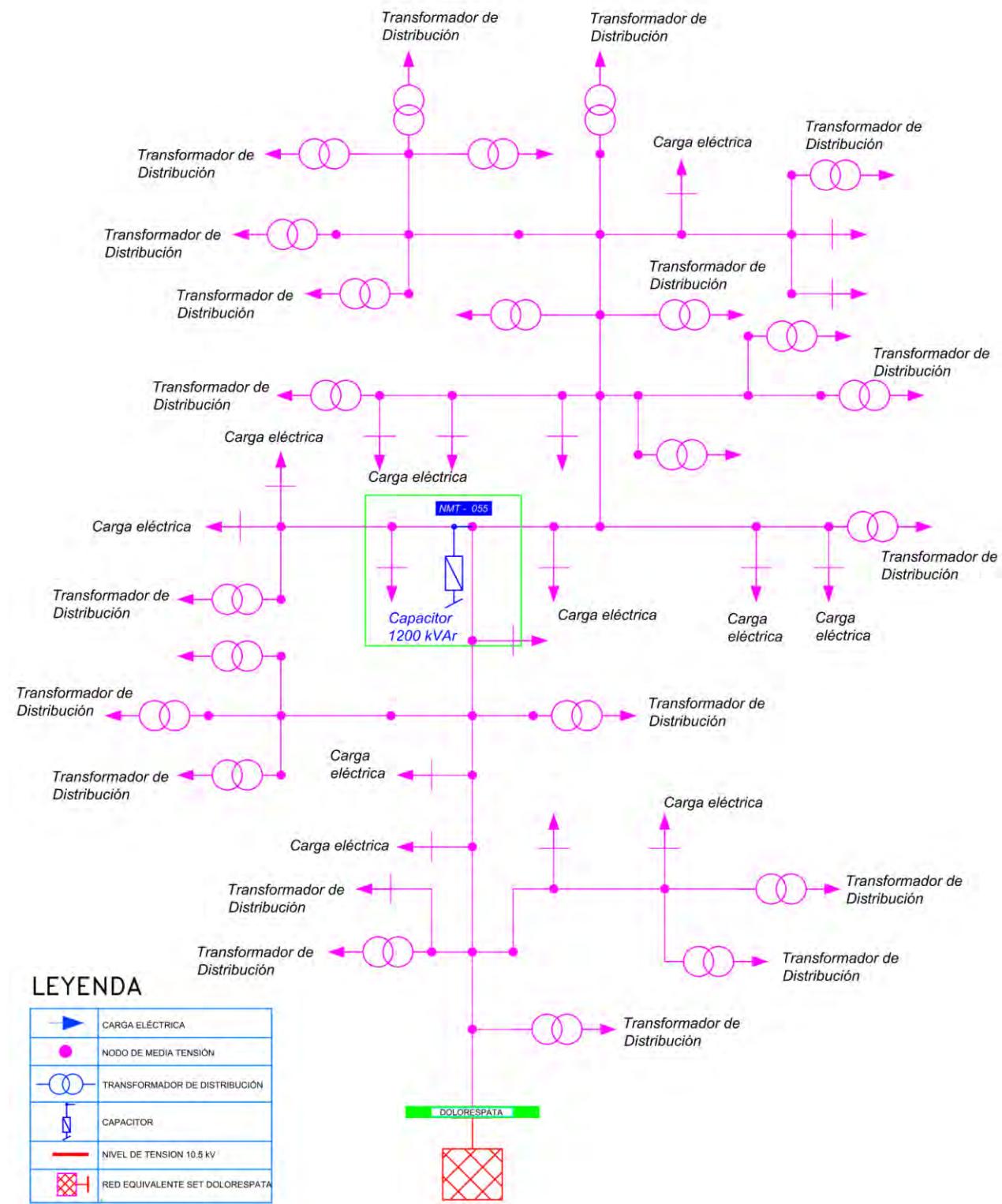
La ubicación óptima determinada mediante el método empírico de los 2/3 corresponde al tramo de la línea *L-29* conectado al nodo **NM-055**. Esta selección se fundamenta en un análisis técnico que considera tanto la posición estratégica a lo largo del alimentador (aproximadamente a 5,045 metros desde la subestación, equivalente a dos tercios de la longitud total de 7,568 metros) como las características operativas del sistema. *El nodo NM-055 representa una ubicación idónea para la compensación reactiva* debido a su posición intermedia en la red, lo que permite corregir simultáneamente problemas de caída de tensión en los tramos finales del alimentador y reducir las pérdidas de energía en los tramos iniciales.

Si bien este método empírico proporciona una solución técnica sólida y de rápida implementación, es importante destacar que debe considerarse como una primera aproximación en el proceso de planificación. Para garantizar una optimización completa del sistema, se recomienda complementar estos resultados con análisis más detallados, incluyendo estudios de flujo de potencia. Esta aproximación por etapas permite combinar la practicidad de los métodos empíricos con la precisión de las herramientas computacionales avanzadas, asegurando así una solución técnica y económicamente óptima para la compensación reactiva en el alimentador Dolorespata 04.

Esta configuración se muestra en el siguiente diagrama unifilar.

**Figura 4.4**

Diagrama unifilar con la configuración de 1 capacitor mediante el método empírico



Nota. Elaboración propia en Autocad.

#### ***4.5. Conclusiones del capítulo***

Los métodos desarrollados en este capítulo han permitido identificar las ubicaciones óptimas para la compensación reactiva en el alimentador Dolorespata 04. Estos resultados servirán como base para evaluar, en el siguiente capítulo, el impacto de los bancos de capacitores propuestos mediante simulación de flujo de potencia en NEPLAN. Este análisis validará la efectividad de las soluciones planteadas.

## **5. CAPÍTULO V: EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA COMPENSACIÓN**

### **REACTIVA EN EL ALIMENTADOR DOLORESPATA 04**

#### **5.1. *Introducción***

El presente capítulo tiene como objetivo principal demostrar el efecto técnico de la compensación de energía reactiva sobre las pérdidas técnicas y los perfiles de tensión en el alimentador de media tensión Dolorespata 04. Para tal fin, se desarrollaron simulaciones detalladas en el software NEPLAN, permitiendo la comparación entre la situación actual del sistema y diferentes escenarios de implementación de bancos de capacitores.

Se han considerado tres configuraciones estratégicas: la instalación de un banco de capacitores en un solo punto, la implementación distribuida en tres ubicaciones y la ubicación de un banco a dos tercios de la longitud del alimentador. Cada una de estas configuraciones fue evaluada en términos de pérdidas activas, pérdidas reactivas y mejora en el perfil de tensiones, permitiendo identificar la mejor alternativa.

#### **5.2. *Análisis de pérdidas antes de la compensación***

En este inciso se presenta la condición base del sistema eléctrico Dolorespata 04, es decir, su estado operativo sin la incorporación de compensación reactiva ni la instalación de bancos de capacitores. De acuerdo con la simulación de flujo de potencia realizada en NEPLAN, se consideraron las cargas reales, la topología actual de la red y las características técnicas de las líneas y transformadores existentes.

A continuación, se presentan las tablas de pérdidas por tramo de línea y por transformador, generadas a partir del modelo en NEPLAN de la red simulada sin compensación.

**Tabla 5.1***Pérdidas por tramo de línea en la situación actual*

Línea	Tipo	P		Ángulo I °	Carga %	Pérd. P kW	Pérd. Q kVar
		kW	kVar				
Línea L-1	N2XSEY 3	7,137.06	3636.42	-27	95.38	7.52	5.826
Línea L-2	N2XSEY 3	382.41	166.08	-23.5	10.33	0.08	-1.404
Línea L-3	NYY 3	230.40	103.98	-24.3	8.61	0.18	-16.827
Línea L-4	N2XSEY 3	6,464.34	3331.92	-27.3	86.71	9.90	7.074
Línea L-5	N2XSEY 3	6,241.11	3214.89	-27.3	83.87	14.76	10.212
Línea L-6	NA2XSA 3	28.50	12.24	-23.4	1.18	0.00	-2.754
Línea L-7	N2XSEY 3	81.99	39.72	-26	2.27	0.01	-2.388
Línea L-8	AAAC 3	5,948.10	3067.08	-27.4	92.76	10.97	17.541
Línea L-9	AAAC 3	5,869.65	3014.37	-27.4	91.71	17.07	27.285
Línea L-10	N2XSEY 3	76.17	37.77	-26.7	2.51	0.01	-1.767
Línea L-11	AAAC 3	5,776.41	2949.33	-27.4	90.52	7.40	11.829
Línea L-12	NKY 3	30.51	14.76	-26.2	1.31	0.00	-1.884
Línea L-13	N2XSEY 3	5,624.25	2863.11	152.5	86.11	23.21	12.963
Línea L-14	N2XSEY 3	144.33	66.75	153.2	2.21	0.01	-4.539
Línea L-15	N2XSEY 3	311.31	163.56	151.7	8.88	0.02	-0.48
Línea L-16	N2XSEY 3	23.94	7.38	151.5	0.8	0.00	-5.37
Línea L-17	NKBA 3	191.46	98.94	152.1	8.37	0.01	-0.486
Línea L-18	N2XSEY 3	230.19	116.25	-27.3	7.65	0.17	-4.815

Línea	Tipo	P		Ángulo I °	Carga %	Pérd. P kW	Pérd. Q kVar
		kW	kVar				
Línea L-19	N2XSEY 3	4,444.02	2263.56	-27.5	68.34	8.23	3.03
Línea L-20	NKBA 3	3,935.82	2009.28	152.4	95.65	6.89	0.606
Línea L-21	NKBA 3	499.98	251.22	152.6	12.13	0.08	-2.064
Línea L-22	NYY 3	63.15	26.97	152.1	2.47	0.01	-5.736
Línea L-23	NKY 3	65.10	29.58	152.9	2.83	0.01	-2.913
Línea L-24	NKY 3	155.28	78.18	152.2	8.32	0.04	-1.761
Línea L-25	N2XSEY 3	580.20	313.65	150.9	16.72	0.29	-1.812
Línea L-26	N2XSEY 3	223.29	111.45	-27	6.32	0.07	-3.27
Línea L-27	NKBA 3	2,426.49	1219.26	152.7	88.53	9.08	-1.428
Línea L-28	NKBA 3	234.45	121.83	151.7	10.32	0.05	-1.494
Línea L-29	NKBA 3	1,038.51	524.46	-27.3	38.03	0.66	-1.377
Línea L-30	AAAC 3	1,037.82	525.81	-27.4	40.67	1.69	0.69
Línea L-31	AAAC 3	935.82	475.59	-27.4	36.76	2.60	1.038
Línea L-32	NKBA 3	1,184.04	597.42	-27.3	43.36	2.51	-3.828
Línea L-33	NKY 3	193.86	89.73	-25.3	8.37	0.07	-3.192
Línea L-34	NKBA 3	831.78	430.29	-27.8	30.67	1.52	-5.049
Línea L-35	NKBA 3	675.39	355.68	-28.2	29.95	0.39	-1.326
Línea L-36	NYY 3	65.34	31.32	-26.1	2.54	0.00	-2.544
Línea L-37	NYY 3	63.33	27.69	-24.1	2.42	0.01	-5.112

Línea	Tipo	P		Ángulo I °	Carga %	Pérd. P kW	Pérd. Q kVar
		kW	kVar				
Línea L-38	CU DES 3	60.30	31.38	-28	3.6	0.01	-0.051
Línea L-39	AAAC 3	872.94	443.16	-27.4	34.37	1.46	0.576
Línea L-40	AAAC 3	77.61	39.93	-27.7	3.07	0.06	-0.3
Línea L-41	CU DES 3	29.55	15.36	-27.9	1.77	0.00	-0.033
Línea L-42	CU DES 3	70.44	36.45	-27.8	4.22	0.02	-0.051
Línea L-43	AAAC 3	793.86	402.66	-27.4	40.07	1.32	0.384
Línea L-44	AAAC 3	692.46	350.61	-27.3	34.99	5.79	1.617
Línea L-45	CU DES 3	8.79	4.53	152	0.3	0.00	-0.063
Línea L-46	AAAC 3	677.85	344.46	-27.3	34.55	4.05	1.128
Línea L-47	CU DES 3	16.77	8.49	152.7	0.57	0.00	-0.045
Línea L-48	CU DES 3	17.43	8.79	152.8	0.59	0.00	-0.054
Línea L-49	AAAC 3	657.03	334.86	-27.3	33.69	1.28	0.354
Línea L-50	CU DES 3	100.08	51.66	-27.8	5.99	0.09	-0.123
Línea L-51	AAAC 3	638.34	325.71	-27.4	32.8	1.68	0.459
Línea L-52	AAAC 3	11.49	5.91	-27.6	0.46	0.00	-0.045
Línea L-53	CU DES 3	205.20	107.85	-28	9.47	0.09	-0.015
Línea L-54	AAAC 3	625.17	319.32	-27.4	32.21	2.82	0.765
Línea L-55	AAAC 3	417.15	210.72	-27.1	21.53	1.43	0.288
Línea L-56	AAAC 3	177.21	87.57	-26.5	9.14	0.41	-0.156

Línea	Tipo	P		Ángulo I °	Carga %	Pérd. P kW	Pérd. Q kVar
		kW	kVar				
Línea L-57	AAAC 3	153.36	75.66	-26.5	7.92	0.20	-0.12
Línea L-58	AAAC 3	24.72	12.69	-27.3	1.29	0.01	-0.267
Línea L-59	AAAC 3	57.48	29.7	-27.5	3	0.01	-0.042
Línea L-60	AAAC 3	180.45	93.18	152.5	9.41	0.07	-0.024
Línea L-61	AAAC 3	37.92	19.65	-27.6	1.98	0.00	-0.051
Línea L-62	AAAC 3	68.76	35.52	152.4	2.81	0.02	-0.114
Línea L-63	AAAC 3	142.47	73.56	152.5	7.43	0.08	-0.057
Línea L-64	AAAC 3	73.65	38.1	152.4	3.85	0.02	-0.084
Línea L-65	CU DES 3	37.02	19.23	152.3	1.72	0.00	-0.015
Línea L-66	AAAC 3	36.60	18.96	152.2	1.91	0.01	-0.15
Línea L-67	AAAC 3	238.53	122.85	152.5	12.41	0.59	-0.033
					<b>Total</b>	<b>147.02</b>	<b>16.15</b>

Fuente. Elaboración propia en base al reporte NEPLAN, procesado en Excel.

En la *Tabla 5.1* se muestra el comportamiento de las pérdidas eléctricas por cada tramo de línea en la red del alimentador Dolorespata 04, bajo su condición base, es decir, sin la implementación de ningún sistema de compensación reactiva.

En términos generales, se observa que las mayores pérdidas activas (P) y reactivas (Q) se concentran en los tramos que manejan las mayores cargas y corrientes eléctricas, como es el caso de las líneas L-5, L-9, L-13, y L-19, todas con corrientes elevadas y potencias activas mayores a 4400 kW. Por ejemplo, la línea L-13 presenta una de las pérdidas activas más elevadas, con 23.21 kW, lo cual representa un impacto considerable en la eficiencia del sistema.

Otro punto relevante es la aparición de valores negativos en las pérdidas reactivas en varios tramos, lo cual podría deberse a una interpretación de flujos bidireccionales de potencia reactiva o a la modelación de la red en determinadas condiciones de carga. Este comportamiento sugiere la necesidad de un análisis de las condiciones de operación, sobre todo en nodos extremos o ramales con baja demanda relativa. El total acumulado de pérdidas activas es de 147.02 kW y de pérdidas reactivas es de 16.15 kVar.

A continuación, se presentan las pérdidas registradas en los transformadores de distribución (SED) del sistema eléctrico en su condición actual.

**Tabla 5.2***Pérdidas en transformadores de distribución bajo la condición actual del sistema*

Transformador	Tipo	P	Q	Ángulo I	Carga	Pérd. P	Pérd. Q
	kVA	kW	kVar	°	%	kW	kVar
SED 0010988	500	223.23	114.72	-27.7	50.81	4.65	8.844
SED 0010372	300	234.42	123.33	-28.3	89.37	4.54	12
SED 0010489	100	63.15	32.7	2.8	70.95	1.40	2.808
SED 0010211	250	154.86	79.65	2.8	70.23	3.85	6.519
SED 0010073	20	11.49	5.97	-27.7	67.41	0.32	0.558
SED 0010413	100	57.48	29.76	-27.6	68.08	1.24	2.514
SED 0010161	2000	675.00	357	2.8	38.3	9.41	34.656
SED 0010659	50	29.55	15.39	3.1	67.01	0.77	1.446
SED 0010310	50	37.92	19.71	-27.7	89.93	1.07	1.857
SED 0011307	400	311.31	164.04	2.1	87.95	5.62	15.99
SED 0010312	250	205.11	107.88	2.4	91.39	4.13	10.527
SED 0010652	100	68.73	35.61	-27.6	81.53	1.57	3.096
SED 0010296	400	194.88	98.82	-27.4	55.47	5.19	6.957
SED 0010427	100	70.41	36.48	2.9	76.27	1.59	3.15
SED 0010512	50	37.02	19.23	-27.7	87.89	1.04	1.809
SED 0010370	160	65.10	32.52	-27.1	45.96	1.92	1.908
SED 0010535	100	65.34	33.87	2.8	74.01	1.49	2.934
SED 0011205	37.5	23.43	12.06	3.5	68.85	0.65	1.032

Transformador	Tipo	P	Q	Ángulo I	Carga	Pérd. P	Pérd. Q
		kVA	kW	kVar	°	%	kW
SED 0010009	250	144.33	71.28	-26.8	64.91	5.07	3.837
SED 0010091	80	65.10	33.9	2.6	92.42	1.68	3.171
SED 0010410	50	24.72	12.93	3.5	54.57	0.62	1.269
SED 0010209	640	309.21	164.31	2.2	54.68	4.25	16.626
SED 0010090	160	100.32	49.56	3.7	70.37	3.55	2.685
SED 0010561	25	8.79	4.59	3.7	39.45	0.30	0.48
SED 0010699	100	23.91	12.75	-28.5	27.33	0.55	1.428
SED 0010761	640	382.35	167.49	-23.7	64.57	5.20	20.811
SED 0010552	100	63.33	32.82	2.9	71.71	1.42	2.826
SED 0010428	160	128.43	63.12	3.9	93.43	5.62	3.633
SED 0010311	100	36.57	19.11	-27.8	43.47	0.74	1.743
SED 0010602	300	155.25	79.92	2.8	58.15	3.35	6.357
SED 0010672	300	230.22	120.78	-27.7	85.84	4.33	11.388
SED 0010208	400	255.78	133.74	-28.1	72.74	4.25	11.919
SED 0010109	500	191.46	99.45	-27.9	43.5	3.06	8.193
SED 0010551	400	213.33	109.95	3.3	58.75	4.43	8.781
SED 0010001	25	16.77	8.52	3.7	72.62	0.55	0.663
SED 0010987	800	579.90	315.45	1.4	88.39	7.77	38.364
SED 0010012	250	167.76	85.65	3.3	74.16	4.78	6.717

Transformador	Tipo	P	Q	Ángulo I	Carga	Pérd. P	Pérd. Q	
		kVA	kW	kVar	°	%	kW	kVar
SED 0011299		160	81.96	42.12	3.2	56.46	1.64	3.213
SED 0011053		75	28.50	15	3.6	41.65	0.61	1.485
SED 0010342		75	60.27	31.44	2.6	91.5	1.56	2.997
SED 0010534		640	230.01	121.08	-28.2	40.97	3.91	11.556
SED 0011090		250	67.50	35.16	3.4	29.57	1.39	3.132
SED 0010027		100	76.17	39.54	2.8	85.04	1.84	3.531
SED 0010371		250	30.51	16.65	3.5	13.17	1.12	2.412
SED 0010207		400	114.21	59.61	3.2	31.57	2.02	5.268
SED 0010210		250	155.88	81.24	2.5	70.78	2.86	7.125
SED 0010052		25	17.43	8.85	3.7	75.55	0.58	0.678
SED 0010206		400	52.38	28.59	-28.7	14.77	1.70	4.059
SED 0010041		800	371.64	196.74	-28.4	56.65	5.79	19.539
SED 0010976		100	77.55	40.23	2.8	83.96	1.83	3.549
						<b>Total</b>	<b>138.83</b>	<b>338.04</b>

Fuente. Elaboración propia en base al reporte NEPLAN, procesado en Excel.

La *Tabla 5.2* detalla las características operativas de cada transformador, tales como su potencia nominal, la potencia activa (P) y reactiva (Q) suministradas, la corriente que circula por el equipo, el ángulo de dicha corriente, el porcentaje de carga respecto a su capacidad nominal, así como las pérdidas activas y reactivas asociadas a cada unidad.

En conjunto, las pérdidas totales en los transformadores del sistema ascienden a 138.83 kW de potencia activa y 338.04 kVar de potencia reactiva. Además, las pérdidas acumuladas en las líneas eléctricas son de 147.02 kW de potencia activa y 16.15 kVar de potencia reactiva. Por lo tanto, el total acumulado de pérdidas activas en el sistema es de 285.86 kW, mientras que las pérdidas reactivas suman 354.21 kVar. Esta magnitud de pérdidas representa una proporción significativa de la energía suministrada, lo cual resalta la necesidad de evaluar e implementar medidas correctivas para mejorar la eficiencia del sistema, como la compensación de potencia reactiva.

### **5.3. Análisis de los perfiles de tensión antes de la compensación**

Por otro lado, se realiza un análisis de los perfiles de tensiones en el sistema, presentando los nodos junto con sus respectivas caídas de tensión.

Estas caídas son un parámetro importante en la evaluación del desempeño del sistema eléctrico, ya que una caída excesiva puede afectar la calidad del suministro, la eficiencia operativa y el correcto funcionamiento de los equipos.

**Tabla 5.3**

*Caídas de tensión en los nodos del alimentador Dolorespata 04 en la situación actual*

Nombre	V	v	Nombre	V	v
	kV	%		kV	%
NM-001	10.596	100.91	NM-063	10.286	97.96
NM-002	10.594	100.89	NM-067	10.305	98.14
NM-004	10.588	100.84	NM-069	10.304	98.13
NM-006	10.576	100.72	NM-070	10.259	97.87
NM-011	10.545	100.43	NM-072	10.24	97.72
NM-012	10.544	100.42	NM-073	10.234	97.66
NM-013	10.544	100.42	NM-075	10.236	97.49

Nombre	V	v	Nombre	V	v
	kV	%		kV	%
NM-015	10.472	99.73	NM-076	10.245	97.57
NM-017	10.517	100.16	NM-077	10.236	97.49
NM-020	10.473	99.74	NM-079	10.234	97.47
NM-021	10.454	99.56	NM-081	10.166	96.82
NM-022	10.453	99.55	NM-082	10.165	96.81
NM-024	10.404	99.08	NM-083	10.109	96.28
NM-026	10.404	99.08	NM-085	10.109	96.28
NM-027	10.404	99.08	NM-087	10.091	96.1
NM-030	10.404	99.08	NM-088	10.092	96.11
NM-032	10.404	99.08	NM-090	10.066	95.87
NM-034	10.397	99.02	NM-092	10.024	95.47
NM-035	10.381	98.87	NM-093	10.066	95.87
NM-036	10.364	98.7	NM-094	10.02	95.43
NM-037	10.38	98.86	NM-096	9.993	95.17
NM-040	10.379	98.85	NM-098	9.971	94.96
NM-042	10.379	98.85	NM-099	9.959	94.85
NM-044	10.361	98.68	NM-101	9.956	94.82
NM-047	10.358	98.65	NM-105	9.962	94.91
NM-048	10.328	98.36	NM-107	9.965	94.94
NM-050	10.361	98.68	NM-108	9.958	94.84
NM-052	10.36	98.67	NM-109	9.962	94.91
NM-054	10.306	98.15	NM-111	9.966	94.95
NM-055	10.322	98.3	NM-112	9.959	94.87
NM-056	10.308	98.17	NM-113	9.956	94.84
NM-058	10.277	97.88	NM-115	9.956	94.84
NM-060	10.305	98.14	NM-116	9.956	94.82
NM-061	10.291	98.01			

Fuente. Elaboración propia en base al reporte NEPLAN, procesado en Excel.

Se observa que, si bien la mayoría de las tensiones se mantienen dentro de rangos aceptables, existen nodos que experimentan caídas de tensión significativas. *En particular, los nodos más alejados del alimentador, como NM-116, NM-115 y NM-101, presentan tensiones de hasta 9.956 kV (94.82 %), lo cual representa una caída cercana al 5 %.*

Por ello, la importancia de implementar capacitores. Esta medida permite compensar la potencia reactiva demandada, reducir las caídas de tensión en los nodos más críticos y mejorar

el perfil de tensión general en la red. Además, contribuye a minimizar las pérdidas de energía del alimentador Dolorespata 04.

#### **5.4. Implementación de los bancos de capacitores**

Con el objetivo de reducir las pérdidas técnicas y mejorar los perfiles de tensión del alimentador de media tensión Dolorespata 04, se propuso la incorporación de bancos de capacitores en distintos puntos estratégicos del sistema. Esta propuesta surge a partir del análisis desarrollado en el capítulo anterior, donde se evidenció un nivel significativo de pérdidas de potencia activa y reactiva tanto en transformadores como en líneas, así como caídas de tensión relevantes en diversos nodos del sistema.

Asimismo, en dicho capítulo se identificaron los puntos críticos de la red donde ocurren mayores demandas de potencia reactiva y caídas de tensión, lo que permitió definir las ubicaciones óptimas para la instalación de los bancos de capacitores.

Como resultado, se definieron tres escenarios de instalación:

**Tabla 5.4**

*Escenarios propuestos para la instalación de bancos de capacitores*

<b>Escenario</b>	<b>Configuración del banco de capacitores</b>	<b>Ubicación (Nodos)</b>	<b>Potencia total instalada (kVar)</b>
1	Un único capacitor central	NM-024	1200 kVar
2	Tres capacitores distribuidos	NM-024, NM-063, NM-096	3 × 400 kVar Total 1200 kVar
3	Un capacitor ubicado a dos tercios del alimentador	NM-055	1200 kVar

*Fuente. Elaboración propia en base al capítulo IV.*

Cada una de estas configuraciones fue modelada e implementada en NEPLAN, permitiendo obtener una comparación entre las condiciones técnicas del sistema con y sin compensación. Para lo cual se utilizarán capacitores shunt como dispositivos de compensación de potencia reactiva, permitiendo mejorar los perfiles de tensión, reducir las pérdidas técnicas y aumentar la eficiencia operativa de la red.

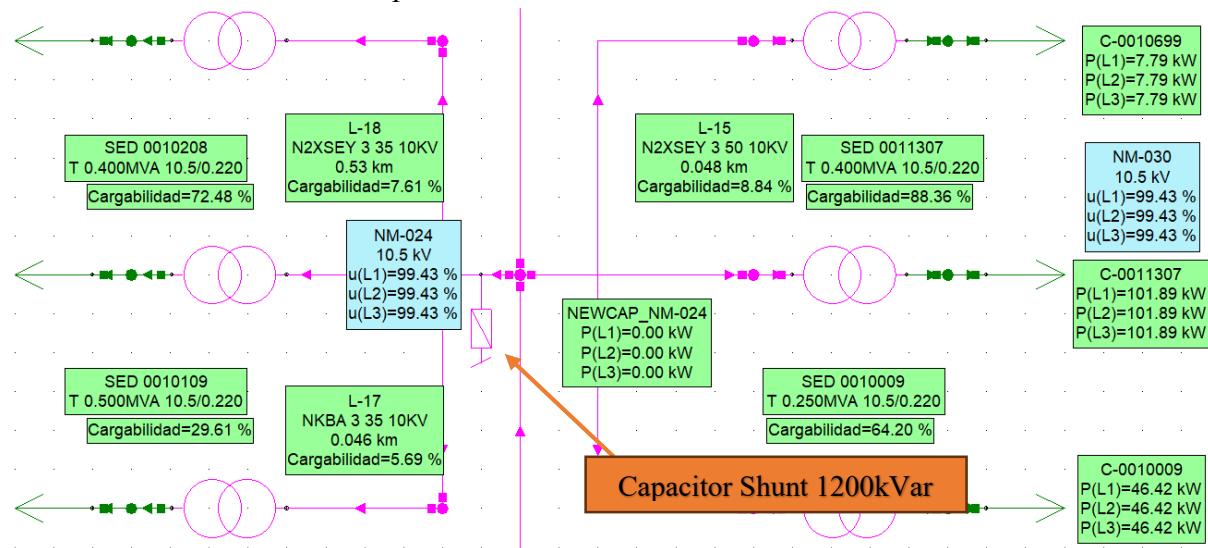
#### 5.4.1. Implementación de un banco de capacidores en un solo punto

En el primer escenario, se optó por la instalación de un banco de capacidores en un único punto estratégico del alimentador Dolorespata 04. El nodo seleccionado fue NM-024, ubicado aproximadamente en la zona intermedia del alimentador. Esta ubicación fue elegida tras un análisis del capítulo anterior, una demanda significativa de potencia reactiva y una caída de tensión considerable en dicho punto, lo que lo convierte en una posición óptima para una compensación centralizada.

La potencia total del banco instalado fue de 1200 kVAr, valor determinado a partir del requerimiento total de compensación reactiva del sistema en condiciones de carga máxima. La simulación se llevó a cabo en el entorno de NEPLAN, utilizando el módulo de elementos pasivos, conectando el banco de capacidores en derivación al nodo NM-024.

**Figura 5.1**

*Ubicación de un Banco de Capacitores en un Solo Punto en NEPLAN*



*Fuente. Simulación del sistema en el software NEPLAN.*

Luego de la implementación de un banco de capacidores de 1200 kVAr en el nodo NM-024 y tras ejecutar una nueva simulación en NEPLAN, se obtuvieron las pérdidas técnicas y perfiles de tensión mostradas en las siguientes tablas. Los resultados permiten evaluar el impacto de la compensación reactiva en un único punto sobre el desempeño del sistema eléctrico.

**Tabla 5.5***Pérdidas por tramo de línea con la Implementación un Banco de Capacitores en un Solo Punto*

<b>Línea</b>	<b>Tipo</b>	<b>P</b>	<b>Q</b>	<b>Ángulo I</b>	<b>Carga</b>	<b>Pérd. P</b>	<b>Pérd. Q</b>
		<b>kW</b>	<b>kVar</b>	<b>°</b>	<b>%</b>	<b>kW</b>	<b>kVar</b>
Línea L-1	N2XSEY 3	6,954.06	2361.93	161.2	87.46	6.32	4.545
Línea L-2	N2XSEY 3	382.41	166.08	156.3	10.34	0.08	-1.404
Línea L-3	NYY 3	230.40	103.95	152.3	8.86	0.18	-16.833
Línea L-4	N2XSEY 3	6,282.60	2058.72	161.8	78.83	8.18	5.235
Línea L-5	N2XSEY 3	6,062.16	1943.07	162.1	76.03	12.12	7.389
Línea L-6	NA2XSA 3	28.50	12.24	152.1	1.22	0.00	-2.76
Línea L-7	N2XSEY 3	81.99	39.72	-26	2.26	0.01	-2.391
Línea L-8	AAAC 3	5,773.53	1797.15	162.5	83.74	8.94	14.283
Línea L-9	AAAC 3	5,697.09	1747.71	162.7	82.7	13.88	22.173
Línea L-10	N2XSEY 3	76.17	37.74	152.1	2.52	0.01	-1.773
Línea L-11	AAAC 3	5,607.03	1687.77	162.8	81.53	6.00	9.591
Línea L-12	NKY 3	30.54	14.76	150.9	1.34	0.00	-1.896
Línea L-13	N2XSEY 3	5,456.28	1603.8	-16.9	77.34	18.74	8.94
Línea L-14	N2XSEY 3	141.81	69.09	-26.6	2.15	0.01	-4.572
Línea L-15	N2XSEY 3	311.31	163.5	-28.3	8.84	0.02	-0.483
Línea L-16	N2XSEY 3	23.91	7.35	-17.7	0.74	0.00	-5.409
Línea L-17	NKBA 3	130.44	68.07	-28.2	5.69	0.01	-0.489
Línea L-18	N2XSEY 3	229.47	116.4	-27.5	7.61	0.17	-4.851

Línea	Tipo	P		Q	Ángulo I	Carga	Pérd. P	Pérd. Q
		kW	kVar	°	%	kW	kVar	
Línea L-19	N2XSEY 3	4,344.84	2223.21	152.2	66.67	7.83	2.64	
Línea L-20	NKBA 3	3,837.69	1968.84	-27.8	93	6.52	0.393	
Línea L-21	NKBA 3	499.35	251.7	-27.4	12.06	0.08	-2.079	
Línea L-22	NYY 3	63.15	26.94	-23.7	2.38	0.01	-5.778	
Línea L-23	NKY 3	64.50	30.18	-25.7	2.76	0.01	-2.934	
Línea L-24	NKY 3	154.59	78.45	-27.5	8.22	0.04	-1.776	
Línea L-25	N2XSEY 3	580.17	313.44	-29	16.64	0.29	-1.824	
Línea L-26	N2XSEY 3	221.76	112.2	-27.5	6.27	0.07	-3.294	
Línea L-27	NKBA 3	2,331.00	1178.31	-27.5	84.78	8.34	-1.665	
Línea L-28	NKBA 3	234.45	121.77	-28.1	10.25	0.05	-1.506	
Línea L-29	NKBA 3	1,028.88	525.06	152.3	37.64	0.65	-1.392	
Línea L-30	AAAC 3	1,028.22	526.44	152.3	40.23	1.66	0.672	
Línea L-31	AAAC 3	948.24	485.52	152.3	37.16	2.66	1.065	
Línea L-32	NKBA 3	1,131.54	570.66	152.4	41.34	2.27	-3.927	
Línea L-33	NKY 3	193.86	89.61	153.8	8.39	0.07	-3.216	
Línea L-34	NKBA 3	779.52	403.77	151.7	28.73	1.33	-5.145	
Línea L-35	NKBA 3	675.39	355.68	151.6	29.85	0.39	-1.338	
Línea L-36	NYY 3	65.34	31.29	152	2.57	0.00	-2.562	
Línea L-37	NYY 3	63.33	27.66	152	2.49	0.01	-5.154	

Línea	Tipo	P		Ángulo I °	Carga %	Pérd. P kW	Pérd. Q kVar
		kW	kVar				
Línea L-38	CU DES 3	60.27	31.38	151.9	3.59	0.01	-0.051
Línea L-39	AAAC 3	885.30	453.09	152.3	34.78	1.49	0.591
Línea L-40	AAAC 3	77.61	39.93	152	3.06	0.06	-0.303
Línea L-41	CU DES 3	29.55	15.36	151.9	1.77	0.00	-0.033
Línea L-42	CU DES 3	70.44	36.42	152.1	4.2	0.02	-0.051
Línea L-43	AAAC 3	806.19	412.56	152.3	40.61	1.36	0.396
Línea L-44	AAAC 3	704.76	360.51	-27.7	35.55	5.98	1.677
Línea L-45	CU DES 3	8.79	4.53	-27.7	0.3	0.00	-0.063
Línea L-46	AAAC 3	689.97	354.3	152.3	35.12	4.18	1.17
Línea L-47	CU DES 3	16.77	8.49	-27.3	0.57	0.00	-0.045
Línea L-48	CU DES 3	17.43	8.79	-27.2	0.59	0.00	-0.054
Línea L-49	AAAC 3	669.03	344.67	152.3	34.26	1.32	0.366
Línea L-50	CU DES 3	100.05	51.66	152.1	5.97	0.09	-0.123
Línea L-51	AAAC 3	650.28	335.52	152.3	33.37	1.74	0.477
Línea L-52	AAAC 3	11.49	5.91	152.1	0.46	0.00	-0.045
Línea L-53	CU DES 3	205.20	107.82	151.9	9.44	0.09	-0.018
Línea L-54	AAAC 3	637.05	329.1	-27.7	32.78	2.92	0.798
Línea L-55	AAAC 3	428.94	220.5	152.4	22.15	1.52	0.315
Línea L-56	AAAC 3	174.54	90.03	152.3	9.05	0.40	-0.162

Línea	Tipo	P		Ángulo I °	Carga %	Pérd. P kW	Pérd. Q kVar
		kW	kVar				
Línea L-57	AAAC 3	150.69	78.12	152.2	7.84	0.19	-0.123
Línea L-58	AAAC 3	24.72	12.69	152.1	1.29	0.01	-0.267
Línea L-59	AAAC 3	57.45	29.73	152.3	2.99	0.01	-0.042
Línea L-60	AAAC 3	194.79	100.44	-27.6	10.12	0.08	-0.021
Línea L-61	AAAC 3	37.92	19.65	152.2	1.97	0.00	-0.054
Línea L-62	AAAC 3	68.76	35.49	-27.6	2.79	0.02	-0.114
Línea L-63	AAAC 3	156.81	80.82	-27.6	8.15	0.09	-0.051
Línea L-64	AAAC 3	87.96	45.36	-27.6	4.57	0.03	-0.081
Línea L-65	CU DES 3	37.02	19.23	-27.7	1.71	0.00	-0.015
Línea L-66	AAAC 3	50.91	26.22	-27.6	2.65	0.02	-0.147
Línea L-67	AAAC 3	252.90	130.17	-27.6	13.1	0.66	-0.012
						<b>Total</b>	<b>129.20</b>
							<b>5.61</b>

Fuente. Elaboración propia en base al reporte NEPLAN, procesado en Excel.

Se observa una reducción, alcanzando un valor total de 129.20 kW. Este valor representa una mejora respecto a la situación sin compensación. Entre los tramos con mayores pérdidas se encuentran la Línea L-13, con 18.74 kW, y las líneas L-54 y L-51, con 2.92 kW y 1.74 kW, respectivamente. Estas pérdidas concentradas en determinados tramos indican zonas de alta circulación de corriente, posiblemente por su cercanía a nodos con elevada demanda.

Respecto a las pérdidas de potencia reactiva, el sistema presenta un total de 5.61 kVAr, evidenciando un desempeño mejor en comparación con el escenario sin compensación. En varios tramos se observan incluso valores negativos en las pérdidas reactivas, lo cual puede atribuirse a flujos de potencia reactiva inversos, producto de la inyección de energía reactiva por el banco de capacitores.

A continuación, se presentan los resultados correspondientes a las pérdidas en transformadores de distribución bajo el escenario de implementación de un banco de capacitores en un solo punto.

**Tabla 5.6***Pérdidas en transformadores de distribución bajo la Implementación de un Banco de Capacitores en un Solo Punto*

Transformador	Tipo	P	Q	Ángulo I	Carga	Pérd. P	Pérd. Q
	kVA	kW	kVar	°	%	kW	kVar
SED 0010988	500	221.70	115.47	2.6	49.74	3.11	9.618
SED 0010372	300	234.39	123.27	2	88.26	4.52	11.949
SED 0010489	100	63.15	32.7	2.7	70.68	1.40	2.805
SED 0010211	250	102.84	53.22	-27.9	47.01	1.82	4.302
SED 0010073	20	11.49	5.97	-27.9	62.13	0.32	0.561
SED 0010413	100	57.45	29.76	3.1	63.53	1.22	2.523
SED 0010161	2000	675.00	357.03	-28.4	38.77	9.41	34.674
SED 0010659	50	29.55	15.39	-28.1	67.99	0.77	1.446
SED 0010310	50	37.92	19.71	3.1	83.87	1.07	1.854
SED 0011307	400	311.28	163.98	2	87.62	5.60	15.924
SED 0010312	250	205.11	107.82	-28.1	96.67	4.12	10.482
SED 0010652	100	68.73	35.61	3	76.28	1.57	3.09
SED 0010296	400	162.27	84.27	2.8	45.5	2.57	6.924
SED 0010427	100	70.41	36.48	-27.9	80.96	1.58	3.147
SED 0010512	50	37.02	19.23	3.1	81.96	1.03	1.809
SED 0010370	160	64.50	33.12	2.9	44.8	1.31	2.508
SED 0010535	100	65.34	33.87	2.7	73.7	1.48	2.928
SED 0011205	37.5	23.43	12.06	3.4	68.6	0.65	1.035

Transformador	Tipo	P	Q	Ángulo I	Carga	Pérd. P	Pérd. Q
		kVA	kW	kVar	°	%	kW
SED 0010009	250	141.78	73.65	2.5	63.43	2.53	6.207
SED 0010091	80	65.10	33.87	2.5	92.04	1.67	3.159
SED 0010410	50	24.72	12.96	-27.9	58.58	0.62	1.272
SED 0010209	640	309.21	164.28	2.1	54.47	4.25	16.59
SED 0010090	160	78.33	40.26	-27.8	55.8	1.57	3.066
SED 0010561	25	8.79	4.59	3.6	39.3	0.30	0.483
SED 0010699	100	23.91	12.75	3.2	26.31	0.55	1.434
SED 0010761	640	382.35	167.49	-23.7	64.56	5.20	20.808
SED 0010552	100	63.33	32.82	2.7	71.41	1.41	2.82
SED 0010428	160	125.79	65.58	2.5	92.26	2.97	6.087
SED 0010311	100	50.88	26.37	3.2	56.26	1.04	2.241
SED 0010602	300	154.56	80.22	2.5	57.77	2.65	6.645
SED 0010672	300	230.22	120.78	2.7	85.05	4.33	11.385
SED 0010208	400	255.75	133.71	-28.2	72.48	4.25	11.883
SED 0010109	500	130.44	68.58	3	28.92	2.04	6.384
SED 0010551	400	212.25	110.4	-27.6	59.29	3.36	9.237
SED 0010001	25	16.77	8.52	-27.4	77.83	0.55	0.666
SED 0010987	800	579.87	315.27	1.3	88.04	7.75	38.181
SED 0010012	250	166.05	86.58	-27.7	74.43	3.06	7.641

Transformador	Tipo	P	Q	Ángulo I	Carga	Pérd. P	Pérd. Q	
		kVA	kW	kVar	°	%	kW	kVar
SED 0011299		160	81.96	42.12	3.2	56.41	1.64	3.21
SED 0011053		75	28.50	15	3.5	41.61	0.61	1.485
SED 0010342		75	60.27	31.44	-28.1	92.15	1.55	2.991
SED 0010534		640	229.29	121.26	2.5	40.05	3.18	11.754
SED 0011090		250	67.50	35.16	-27.8	30.31	1.40	3.135
SED 0010027		100	76.17	39.54	-27.9	85.74	1.84	3.528
SED 0010371		250	30.54	16.65	-29.1	13.92	1.13	2.424
SED 0010207		400	114.24	59.61	-28.1	32.23	2.03	5.28
SED 0010210		250	155.88	81.21	2.4	70.49	2.85	7.101
SED 0010052		25	17.43	8.85	-27.3	80.91	0.58	0.681
SED 0010206		400	52.32	28.65	3.9	13.99	1.63	4.092
SED 0010041		800	371.64	196.68	2.2	55.71	5.78	19.503
SED 0010976		100	77.55	40.23	2.6	83.62	1.82	3.543
						<b>Total</b>	<b>119.66</b>	<b>342.50</b>

Fuente. Elaboración propia en base al reporte NEPLAN, procesado en Excel.

De la *Tabla 5.6* se afirma que en términos de potencia activa, las pérdidas totales alcanzan los 119.69 kW, lo que indica la cantidad de energía que se pierde en forma de calor debido a la resistencia interna de los transformadores y otros componentes del sistema eléctrico. Por otro lado, las pérdidas en potencia reactiva suman un total de 342.49 kVar.

En conjunto, estas pérdidas reflejan el impacto de la implementación del banco de capacitores en el sistema de distribución, lo que puede ayudar a identificar áreas donde la eficiencia del sistema eléctrico podría mejorarse aún más. En conjunto, las pérdidas totales de potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) bajo la implementación de un banco de capacitores en un solo punto alcanzan los siguientes valores:

- ❖ Pérdidas de potencia activa (P): 248.87 kW
- ❖ Pérdidas de potencia reactiva (Q): 336.88 kVar

#### **5.4.2. Implementación de Bancos de Capacitores en Tres Puntos**

El segundo escenario corresponde a una estrategia de compensación distribuida. En este caso, se instalaron tres bancos de capacitores en nodos específicos del alimentador, previamente identificados como zonas críticas en términos de bajo perfil de tensión y alta demanda reactiva. Esta configuración busca una distribución más uniforme del soporte capacitivo, lo que favorece la mejora localizada de tensiones y la reducción de pérdidas a lo largo de toda la red.

Los valores de los bancos instalados fueron:

Banco 1: 400 kVAr en el nodo NM-024, ubicado en la línea L-13.

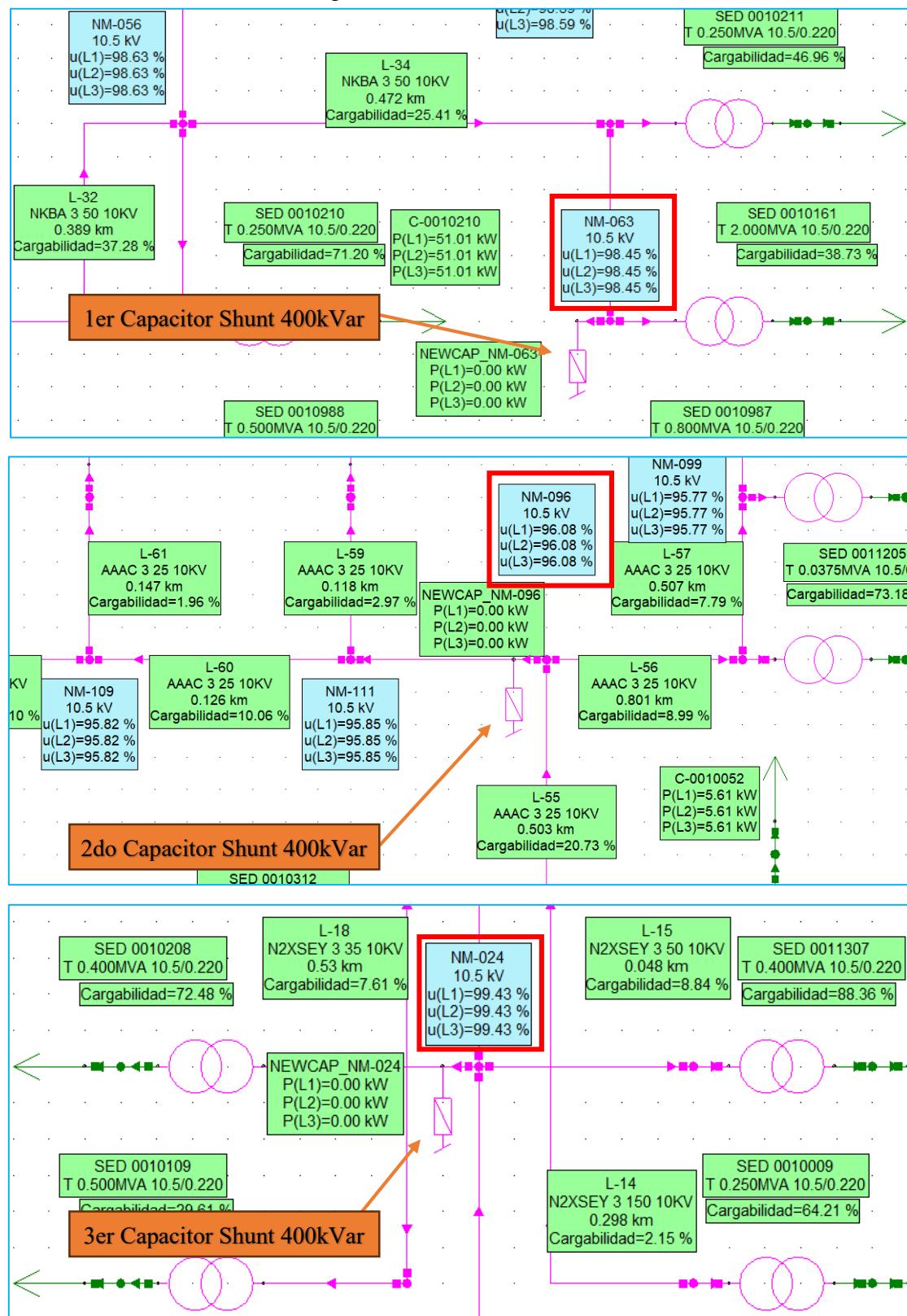
Banco 2: 400 kVAr en el nodo NM-063, ubicado en la línea L-19.

Banco 3: 400 kVAr en el nodo NM-096, ubicado en la línea L-55.

A continuación, se presenta la distribución de estos bancos de capacitores en el sistema modelado en NEPLAN.

**Figura 5.2**

Ubicación de los tres bancos de captores en NEPLAN



Fuente. Simulación del sistema en el software NEPLAN.

Obteniendo los siguientes resultados:

**Tabla 5.7***Pérdidas por tramo de línea con la Implementación de Bancos de Capacitores en Tres Puntos*

<b>Línea</b>	<b>Tipo</b>	<b>P</b>		<b>Ángulo I</b>	<b>Carga</b>	<b>Pérd. P</b>	<b>Pérd. Q</b>
		<b>kW</b>	<b>kVar</b>				
Línea L-1	N2XSEY 3	6,944.49	2391.9	161	87.47	6.32	4.545
Línea L-2	N2XSEY 3	382.41	166.08	156.3	10.34	0.08	-1.404
Línea L-3	NYY 3	230.40	103.95	152.3	8.86	0.18	-16.833
Línea L-4	N2XSEY 3	6,273.03	2088.69	161.5	78.83	8.18	5.235
Línea L-5	N2XSEY 3	6,052.59	1973.04	161.8	76.03	12.12	7.389
Línea L-6	NA2XSA 3	28.50	12.24	152.1	1.22	0.00	-2.76
Línea L-7	N2XSEY 3	81.99	39.72	-26	2.26	0.01	-2.391
Línea L-8	AAAC 3	5,763.93	1827.09	162.3	83.74	8.94	14.283
Línea L-9	AAAC 3	5,687.52	1777.68	162.4	82.7	13.88	22.17
Línea L-10	N2XSEY 3	76.17	37.74	152.1	2.52	0.01	-1.773
Línea L-11	AAAC 3	5,597.46	1717.74	162.5	81.53	6.00	9.588
Línea L-12	NKY 3	30.54	14.76	150.9	1.34	0.00	-1.896
Línea L-13	N2XSEY 3	5,446.71	1633.77	-17.2	77.34	18.74	8.937
Línea L-14	N2XSEY 3	141.81	69.09	-26.6	2.15	0.01	-4.572
Línea L-15	N2XSEY 3	311.31	163.5	-28.3	8.84	0.02	-0.483
Línea L-16	N2XSEY 3	23.91	7.35	-17.7	0.74	0.00	-5.406
Línea L-17	NKBA 3	130.44	68.07	-28.2	5.69	0.01	-0.489
Línea L-18	N2XSEY 3	229.47	116.4	-27.5	7.61	0.17	-4.851

Línea	Tipo	P		Q	Ángulo I	Carga	Pérd. P	Pérd. Q
		kW	kVar	°	%	kW	kVar	
Línea L-19	N2XSEY 3	4,335.27	1462.17	160.7	62.49	6.88	1.797	
Línea L-20	NKBA 3	3,829.05	1208.64	-18.2	86.56	5.65	-0.054	
Línea L-21	NKBA 3	499.35	251.7	-27.4	12.06	0.08	-2.079	
Línea L-22	NYY 3	63.15	26.94	-23.7	2.38	0.01	-5.781	
Línea L-23	NKY 3	64.50	30.18	-25.7	2.76	0.01	-2.934	
Línea L-24	NKY 3	154.59	78.45	-27.6	8.22	0.04	-1.776	
Línea L-25	N2XSEY 3	580.17	313.44	-29	16.63	0.29	-1.827	
Línea L-26	N2XSEY 3	221.76	112.17	-27.5	6.27	0.07	-3.297	
Línea L-27	NKBA 3	2,323.26	418.59	-10.9	76.61	6.81	-2.097	
Línea L-28	NKBA 3	234.45	121.77	-28.1	10.25	0.05	-1.506	
Línea L-29	NKBA 3	1,023.45	153.72	170.7	33.69	0.52	-1.431	
Línea L-30	AAAC 3	1,022.94	155.16	170.7	36.01	1.33	0.528	
Línea L-31	AAAC 3	943.26	114.39	172.4	33.11	2.11	0.822	
Línea L-32	NKBA 3	1,130.73	182.7	169.9	37.3	1.85	-4.05	
Línea L-33	NKY 3	193.83	89.58	153.7	8.38	0.07	-3.222	
Línea L-34	NKBA 3	779.16	15.96	177.7	25.41	1.04	-5.235	
Línea L-35	NKBA 3	675.30	30.69	181.9	26.39	0.31	-1.359	
Línea L-36	NYY 3	65.34	31.29	151.9	2.56	0.00	-2.568	
Línea L-37	NYY 3	63.33	27.66	151.9	2.49	0.01	-5.16	

Línea	Tipo	P		Ángulo I °	Carga %	Pérd. P kW	Pérd. Q kVar
		kW	kVar				
Línea L-38	CU DES 3	60.27	31.38	151.7	3.58	0.01	-0.051
Línea L-39	AAAC 3	880.86	82.2	173.9	30.9	1.18	0.453
Línea L-40	AAAC 3	77.61	39.9	151.8	3.06	0.06	-0.306
Línea L-41	CU DES 3	29.55	15.36	151.7	1.76	0.00	-0.033
Línea L-42	CU DES 3	70.44	36.42	151.8	4.2	0.02	-0.051
Línea L-43	AAAC 3	802.08	41.82	176.2	35.96	1.07	0.3
Línea L-44	AAAC 3	700.95	11.37	0	31.43	4.67	1.245
Línea L-45	CU DES 3	8.79	4.53	-28.2	0.3	0.00	-0.066
Línea L-46	AAAC 3	687.48	16.77	180.4	31.04	3.26	0.867
Línea L-47	CU DES 3	16.77	8.49	-27.8	0.57	0.00	-0.045
Línea L-48	CU DES 3	17.43	8.79	-27.8	0.59	0.00	-0.054
Línea L-49	AAAC 3	667.44	25.53	181.1	30.29	1.03	0.27
Línea L-50	CU DES 3	100.05	51.66	151.8	5.96	0.09	-0.123
Línea L-51	AAAC 3	648.99	34.65	182	29.52	1.36	0.354
Línea L-52	AAAC 3	11.49	5.91	151.4	0.46	0.00	-0.045
Línea L-53	CU DES 3	205.17	107.73	151.1	9.38	0.09	-0.018
Línea L-54	AAAC 3	636.15	41.19	2.5	29.01	2.28	0.588
Línea L-55	AAAC 3	428.70	149.16	197.9	20.72	1.33	0.249
Línea L-56	AAAC 3	174.51	89.97	151.4	8.99	0.40	-0.165

Línea	Tipo	P		Ángulo I °	Carga %	Pérd. P kW	Pérd. Q kVar
		kW	kVar				
Línea L-57	AAAC 3	150.69	78.09	151.3	7.79	0.19	-0.126
Línea L-58	AAAC 3	24.72	12.69	151.1	1.28	0.01	-0.27
Línea L-59	AAAC 3	57.45	29.7	151.3	2.97	0.01	-0.042
Línea L-60	AAAC 3	194.76	100.44	-28.6	10.06	0.08	-0.021
Línea L-61	AAAC 3	37.89	19.65	151.3	1.96	0.00	-0.054
Línea L-62	AAAC 3	68.73	35.49	-28.6	2.78	0.02	-0.117
Línea L-63	AAAC 3	156.78	80.82	-28.5	8.1	0.09	-0.054
Línea L-64	AAAC 3	87.96	45.36	-28.6	4.55	0.03	-0.084
Línea L-65	CU DES 3	37.02	19.23	-28.7	1.7	0.00	-0.015
Línea L-66	AAAC 3	50.91	26.22	-28.5	2.63	0.02	-0.15
Línea L-67	AAAC 3	252.87	130.14	-28.5	13.02	0.66	-0.018
				<b>Total</b>		<b>119.72</b>	<b>9.52</b>

Fuente. Elaboración propia en base al reporte NEPLAN, procesado en Excel.

La *Tabla 5.7* presenta los resultados de pérdidas eléctricas por tramo de línea bajo el escenario de implementación de bancos de capacitores en tres puntos estratégicos del sistema. En cuanto a las pérdidas de potencia activa, se observa un total de 119.72 kW, lo que representa una mejora frente al escenario con un solo banco de capacitores de 1200 kVAr, en el cual las pérdidas alcanzaban 129.20 kW. Esta reducción de casi 10 kW confirma la ventaja de una compensación distribuida, ya que disminuye la circulación de corriente en varios tramos de la red.

Entre los tramos con mayores pérdidas de potencia activa se encuentran la Línea L-13, con 18.74 kW, seguida por las Líneas L-9 y L-5, con 13.88 kW y 12.12 kW respectivamente. Estas líneas coinciden con zonas de alta demanda, lo que refuerza la importancia de focalizar la compensación en dichos sectores para mitigar las pérdidas. Respecto a las pérdidas de potencia reactiva, el sistema presenta un total de 9.52 kVAr, ligeramente superior a los 5.61 kVAr registrados bajo la compensación en un solo punto. No obstante, este valor sigue siendo considerablemente más bajo en comparación con el sistema sin compensación. Además, se observa que varios tramos presentan pérdidas de potencia reactiva negativas, como la Línea L-3 con -16.83 kVAr, lo cual indica flujos inversos de potencia reactiva. Este fenómeno ocurre cuando la energía reactiva generada por los bancos de capacitores fluye hacia nodos con menor, un efecto común en configuraciones con compensación distribuida.

A continuación, se presentan los resultados de las pérdidas en los transformadores de distribución bajo el escenario de implementación de bancos de capacitores en tres puntos estratégicos.

**Tabla 5.8***Pérdidas en transformadores de distribución con la Implementación de Bancos de Capacitores en Tres Puntos*

Transformador	Tipo		P	Q	Ángulo I	Carga	Pérd. P	Pérd. Q
	kVA	kW	kVar	°	%	kW	kVar	
SED 0010988	500	221.70	115.47	2.6	49.72	3.11	9.618	
SED 0010372	300	234.39	123.27	2	88.23	4.52	11.946	
SED 0010489	100	63.15	32.7	2.7	70.67	1.40	2.805	
SED 0010211	250	102.84	53.22	-28.1	46.96	1.82	4.302	
SED 0010073	20	11.49	5.97	-28.6	61.84	0.32	0.564	
SED 0010413	100	57.45	29.76	2.2	63.12	1.21	2.523	
SED 0010161	2000	675.00	357.03	-28.6	38.73	9.41	34.677	
SED 0010659	50	29.55	15.39	-28.3	67.87	0.77	1.449	
SED 0010310	50	37.89	19.71	2.1	83.33	1.06	1.854	
SED 0011307	400	311.28	163.98	2	87.63	5.60	15.924	
SED 0010312	250	205.08	107.76	-28.9	96.14	4.10	10.416	
SED 0010652	100	68.73	35.61	2	75.79	1.56	3.081	
SED 0010296	400	162.27	84.27	2.7	45.48	2.57	6.924	
SED 0010427	100	70.41	36.48	-28.2	80.81	1.58	3.144	
SED 0010512	50	37.02	19.23	2.2	81.42	1.03	1.806	
SED 0010370	160	64.50	33.12	2.9	44.79	1.31	2.508	
SED 0010535	100	65.34	33.87	2.6	73.65	1.48	2.928	
SED 0011205	37.5	23.43	12.06	2.4	68.17	0.65	1.038	

Transformador	Tipo	P	Q	Ángulo I	Carga	Pérd. P	Pérd. Q
		kVA	kW	kVar	°	%	kW
SED 0010009	250	141.78	73.65	2.5	63.43	2.53	6.207
SED 0010091	80	65.10	33.87	2.4	91.97	1.67	3.159
SED 0010410	50	24.72	12.96	-28.9	58.22	0.62	1.278
SED 0010209	640	309.21	164.28	2.1	54.46	4.25	16.587
SED 0010090	160	78.33	40.26	-27.9	55.75	1.57	3.066
SED 0010561	25	8.79	4.59	3.2	39.18	0.31	0.483
SED 0010699	100	23.91	12.75	3.2	26.31	0.55	1.434
SED 0010761	640	382.35	167.49	-23.7	64.56	5.20	20.808
SED 0010552	100	63.33	32.82	2.6	71.36	1.41	2.82
SED 0010428	160	125.76	65.52	1.5	91.65	2.95	6.039
SED 0010311	100	50.88	26.37	2.3	55.9	1.04	2.244
SED 0010602	300	154.56	80.22	2.5	57.75	2.65	6.645
SED 0010672	300	230.22	120.78	2.7	85.05	4.33	11.385
SED 0010208	400	255.75	133.71	-28.2	72.48	4.25	11.883
SED 0010109	500	130.44	68.58	3	28.92	2.04	6.384
SED 0010551	400	212.25	110.4	-27.6	59.29	3.36	9.237
SED 0010001	25	16.77	8.52	-28	77.53	0.55	0.669
SED 0010987	800	579.87	315.27	1.3	88.02	7.75	38.166
SED 0010012	250	166.05	86.58	-27.7	74.43	3.06	7.641

Transformador	Tipo	P	Q	Ángulo I	Carga	Pérd. P	Pérd. Q	
		kVA	kW	kVar	°	%	kW	kVar
SED 0011299		160	81.96	42.12	3.2	56.41	1.64	3.21
SED 0011053		75	28.50	15	3.5	41.61	0.61	1.485
SED 0010342		75	60.27	31.44	-28.3	92.03	1.55	2.988
SED 0010534		640	229.29	121.26	2.5	40.05	3.18	11.754
SED 0011090		250	67.50	35.16	-27.8	30.31	1.40	3.135
SED 0010027		100	76.17	39.54	-27.9	85.74	1.84	3.528
SED 0010371		250	30.54	16.65	-29.1	13.92	1.13	2.421
SED 0010207		400	114.24	59.61	-28.1	32.23	2.03	5.28
SED 0010210		250	155.88	81.21	2.3	70.43	2.85	7.098
SED 0010052		25	17.43	8.85	-28	80.57	0.58	0.684
SED 0010206		400	52.32	28.65	3.9	13.99	1.63	4.089
SED 0010041		800	371.64	196.68	2.2	55.7	5.78	19.5
SED 0010976		100	77.55	40.23	2.4	83.49	1.82	3.54
						<b>Total</b>	<b>119.57</b>	<b>342.35</b>

Fuente. Elaboración propia en base al reporte NEPLAN, procesado en Excel.

En la *Tabla 5.8* se muestran los resultados correspondientes a las pérdidas en los transformadores de distribución luego de la implementación de bancos de capacidores en tres puntos estratégicos del sistema de distribución. Como se puede observar, la mayoría de los transformadores presentan reducciones significativas, lo que se traduce en una mejora en la eficiencia operativa del sistema. La disminución de las corrientes en los conductores, consecuencia directa de la mejora del factor de potencia, contribuye además a reducir el calentamiento de los equipos y la caída de tensión, aspectos críticos para mantener una calidad adecuada del suministro eléctrico. Es importante destacar que este escenario de compensación permite reducir la circulación innecesaria de potencia reactiva, mejorando el perfil de carga y aliviando el esfuerzo de los transformadores.

Así también se obtiene un total de 239.29 kW de pérdidas de potencia activa y 332.83 kVar de pérdidas de potencia reactiva en el sistema.

- ❖ Pérdidas de potencia activa (P): 239.29 kW.
- ❖ Pérdidas de potencia reactiva (Q): 332.83 kVar.

#### **5.4.3. Implementación a 2/3 de la longitud del alimentador**

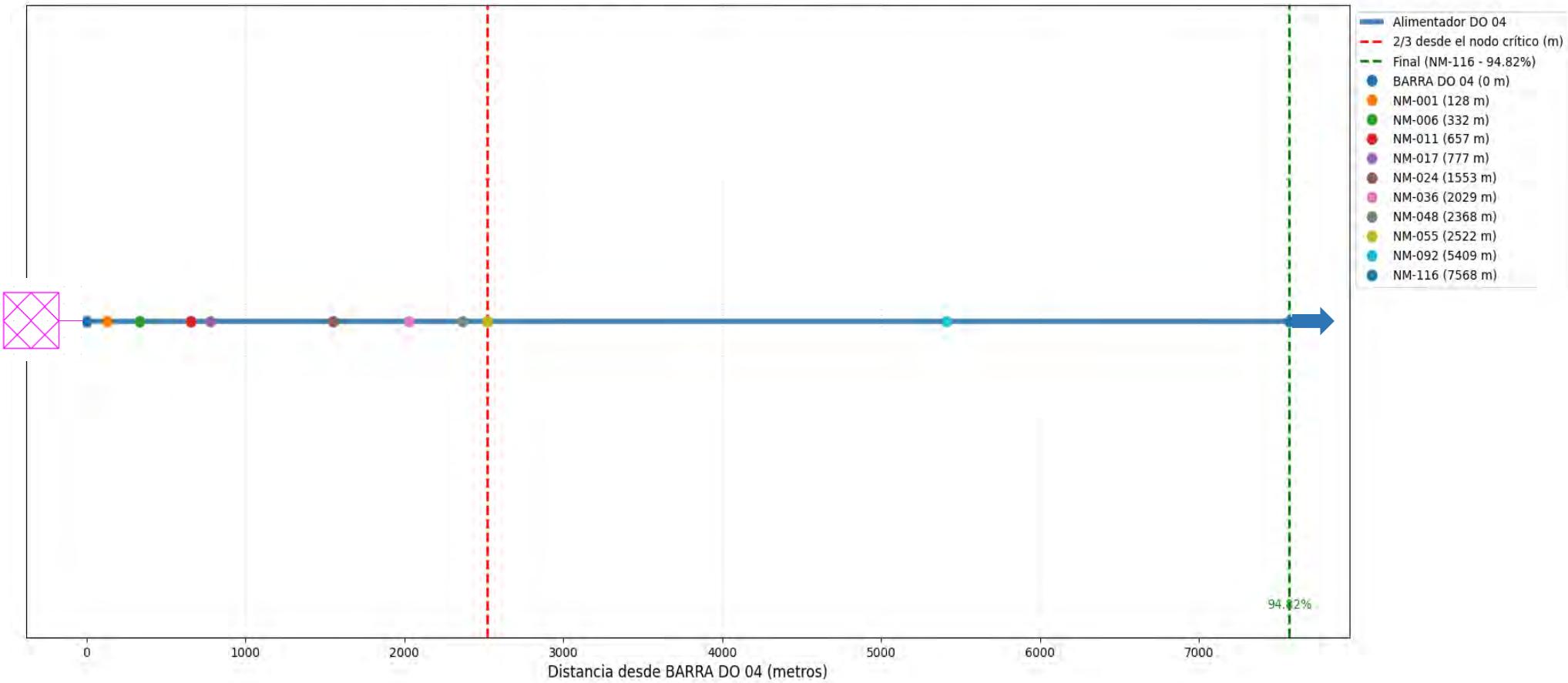
Finalmente, se consideró la instalación de un banco de capacidores en una ubicación equivalente a dos tercios de la longitud total del alimentador. Esta estrategia busca beneficiar principalmente las cargas más alejadas del punto de alimentación, donde las pérdidas tienden a ser mayores y las tensiones más bajas.

En la *Figura 5.3* se muestra el perfil longitudinal del alimentador, donde se ve la posición estratégica localizada a 2/3 de su longitud total (5,045 m). Esta representación gráfica permite identificar claramente: la distribución lineal de toda la infraestructura del alimentador, la ubicación del punto óptimo para la implementación de compensación reactiva, y la correlación directa entre la distancia acumulada y los principales nodos eléctricos del sistema.

**Figura 5.3**

*Perfil Longitudinal para la Implementación de Compensación a 2/3 de Longitud del alimentador DO-04*

Distribución del Alimentador DO 04 con Punto Crítico (2/3 desde el nodo crítico)

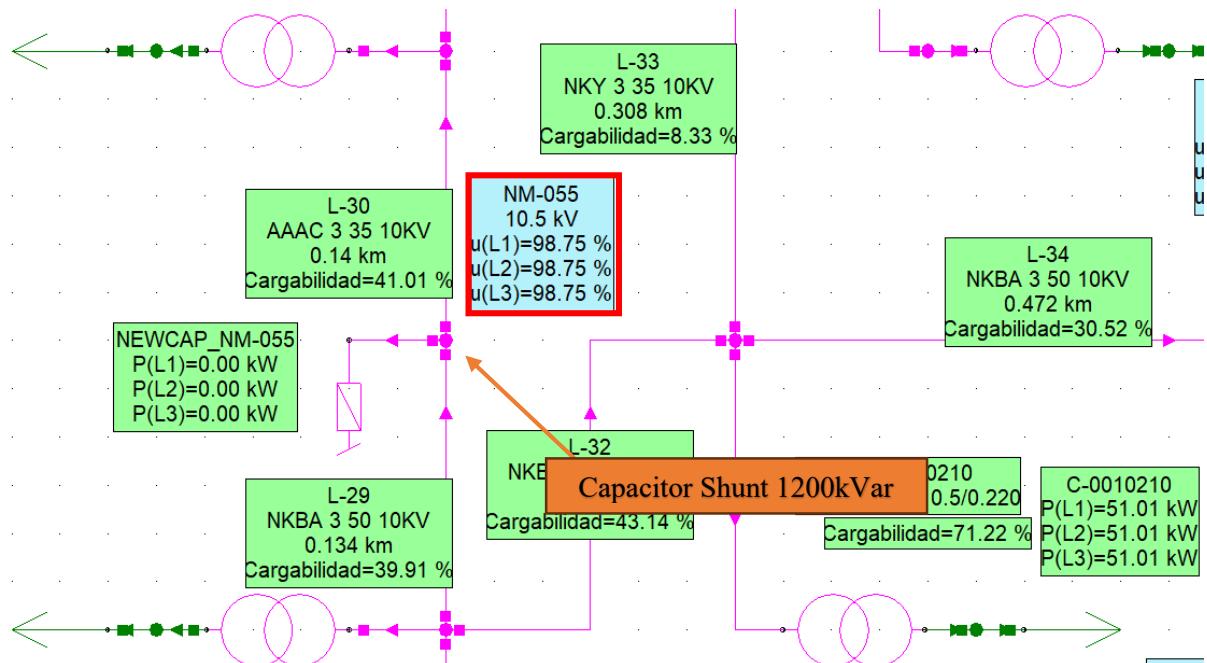


*Fuente. Elaboración propia - Python.*

La simulación fue ejecutada en el entorno del software NEPLAN, empleando el módulo de elementos pasivos. El banco de capacitores, con una potencia total de 1200 kVAr, fue conectado en derivación al nodo **NM-055**, lo cual permite que su efecto correctivo tenga impacto tanto aguas arriba como aguas abajo del punto de instalación. Tal como se aprecian en la siguiente *Figura 5.4*.

**Figura 5.4**

*Ubicación de un Banco de Capacitores a 2/3 de la longitud del alimentador DO-04*



Fuente. Simulación del sistema en el software NEPLAN.

Los resultados obtenidos se muestran en las siguientes tablas.

**Tabla 5.9***Pérdidas por tramo de línea con la Implementación a 2/3 de la longitud del alimentador DO-04*

<b>Línea</b>	<b>Tipo</b>	<b>P</b>		<b>Ángulo I</b>	<b>Carga</b>	<b>Pérd. P</b>	<b>Pérd. Q</b>
		<b>kW</b>	<b>kVar</b>				
Línea L-1	N2XSEY 3	7,024.80	2416.77	-19	88.46	6.47	4.701
Línea L-2	N2XSEY 3	382.41	166.08	-23.5	10.32	0.08	-1.404
Línea L-3	NYY 3	230.40	103.95	-24.3	8.61	0.18	-16.833
Línea L-4	N2XSEY 3	6,353.19	2113.38	-18.4	79.82	8.39	5.457
Línea L-5	N2XSEY 3	6,132.54	1997.52	-18.1	77.01	12.44	7.734
Línea L-6	NA2XSA 3	28.50	12.24	-23.4	1.18	0.00	-2.757
Línea L-7	N2XSEY 3	81.99	39.72	-26	2.27	0.01	-2.391
Línea L-8	AAAC 3	5,843.58	1851.24	-17.7	84.89	9.19	14.682
Línea L-9	AAAC 3	5,766.90	1801.41	-17.6	83.85	14.27	22.797
Línea L-10	N2XSEY 3	76.17	37.74	-26.8	2.5	0.01	-1.773
Línea L-11	AAAC 3	5,676.45	1740.87	-17.5	82.69	6.17	9.864
Línea L-12	NKY 3	30.54	14.76	-26.3	1.31	0.00	-1.893
Línea L-13	N2XSEY 3	5,525.52	1656.6	162.7	78.5	19.28	9.432
Línea L-14	N2XSEY 3	141.81	69.09	151.9	2.18	0.01	-4.569
Línea L-15	N2XSEY 3	311.31	163.5	151.6	8.85	0.02	-0.483
Línea L-16	N2XSEY 3	23.91	7.35	151.3	0.8	0.00	-5.406
Línea L-17	NKBA 3	130.44	68.07	151.7	5.7	0.01	-0.489
Línea L-18	N2XSEY 3	229.47	116.43	-27.5	7.61	0.17	-4.848

Línea	Tipo	P		Ángulo I °	Carga %	Pérd. P kW	Pérd. Q kVar
		kW	kVar				
Línea L-19	N2XSEY 3	4,413.54	1089.06	-14.5	62.09	6.80	1.722
Línea L-20	NKBA 3	3,907.41	835.62	167.2	86.17	5.59	-0.081
Línea L-21	NKBA 3	499.35	251.7	152.4	12.08	0.08	-2.079
Línea L-22	NYY 3	63.15	26.94	151.9	2.46	0.01	-5.778
Línea L-23	NKY 3	64.50	30.18	152.2	2.81	0.01	-2.934
Línea L-24	NKY 3	154.59	78.45	151.9	8.26	0.04	-1.776
Línea L-25	N2XSEY 3	580.17	313.44	150.8	16.66	0.29	-1.827
Línea L-26	N2XSEY 3	221.76	112.2	-27.5	6.27	0.07	-3.297
Línea L-27	NKBA 3	2,401.68	45.6	178.1	77.96	7.05	-2.028
Línea L-28	NKBA 3	234.45	121.77	151.6	10.28	0.05	-1.506
Línea L-29	NKBA 3	1,049.46	632.94	30.4	39.91	0.73	-1.371
Línea L-30	AnAAC 3	1,048.71	537.15	-27.9	41.01	1.72	0.702
Línea L-31	AAAC 3	948.18	485.49	-27.9	37.13	2.65	1.062
Línea L-32	NKBA 3	1,182.90	597.66	-27.5	43.14	2.48	-3.873
Línea L-33	NKY 3	193.83	89.61	-25.5	8.33	0.07	-3.219
Línea L-34	NKBA 3	830.70	430.71	-28.1	30.52	1.51	-5.1
Línea L-35	NKBA 3	675.39	355.68	-28.5	29.82	0.39	-1.338
Línea L-36	NYY 3	65.34	31.29	-26.3	2.53	0.00	-2.565
Línea L-37	NYY 3	63.33	27.66	-24.3	2.41	0.01	-5.157

Línea	Tipo	P		Ángulo I °	Carga %	Pérd. P kW	Pérd. Q kVar
		kW	kVar				
Línea L-38	CU DES 3	60.27	31.38	-28.2	3.59	0.01	-0.051
Línea L-39	AAAC 3	885.24	453.06	-27.9	34.76	1.49	0.591
Línea L-40	AAAC 3	77.61	39.9	-28	3.06	0.06	-0.303
Línea L-41	CU DES 3	29.55	15.36	-28.2	1.76	0.00	-0.033
Línea L-42	CU DES 3	70.44	36.42	-28.1	4.2	0.02	-0.051
Línea L-43	AAAC 3	806.16	412.56	-27.8	40.58	1.36	0.396
Línea L-44	AAAC 3	704.73	360.51	-27.8	35.53	5.97	1.674
Línea L-45	CU DES 3	8.79	4.53	151.8	0.3	0.00	-0.063
Línea L-46	AAAC 3	689.94	354.3	-27.8	35.09	4.17	1.167
Línea L-47	CU DES 3	16.77	8.49	152.5	0.57	0.00	-0.045
Línea L-48	CU DES 3	17.43	8.79	152.5	0.59	0.00	-0.054
Línea L-49	AAAC 3	669.00	344.64	-27.9	34.24	1.32	0.366
Línea L-50	CU DES 3	100.05	51.66	-28	5.96	0.09	-0.123
Línea L-51	AAAC 3	650.25	335.49	-27.9	33.35	1.73	0.477
Línea L-52	AAAC 3	11.49	5.91	-27.8	0.46	0.00	-0.045
Línea L-53	CU DES 3	205.20	107.79	-28.2	9.43	0.09	-0.018
Línea L-54	AAAC 3	637.05	329.1	-27.9	32.76	2.91	0.798
Línea L-55	AAAC 3	428.94	220.5	-27.7	22.13	1.51	0.315
Línea L-56	AAAC 3	174.51	90.03	-27.8	9.04	0.40	-0.162

Línea	Tipo	P		Ángulo I °	Carga %	Pérd. P kW	Pérd. Q kVar
		kW	kVar				
Línea L-57	AAAC 3	150.69	78.12	-27.9	7.83	0.19	-0.123
Línea L-58	AAAC 3	24.72	12.69	-27.6	1.28	0.01	-0.267
Línea L-59	AAAC 3	57.45	29.73	-27.8	2.98	0.01	-0.042
Línea L-60	AAAC 3	194.79	100.44	152.2	10.11	0.08	-0.021
Línea L-61	AAAC 3	37.92	19.65	-27.9	1.97	0.00	-0.054
Línea L-62	AAAC 3	68.76	35.49	152.1	2.79	0.02	-0.114
Línea L-63	AAAC 3	156.78	80.82	152.2	8.14	0.09	-0.051
Línea L-64	AAAC 3	87.96	45.36	152.2	4.57	0.03	-0.081
Línea L-65	CU DES 3	37.02	19.23	152.1	1.71	0.00	-0.015
Línea L-66	AAAC 3	50.91	26.22	152.1	2.65	0.02	-0.147
Línea L-67	AAAC 3	252.90	130.14	152.2	13.1	0.66	-0.012
						<b>Total</b>	<b>128.50</b>
							<b>4.71</b>

Fuente. Elaboración propia en base al reporte NEPLAN, procesado en Excel.

Se observa una reducción en las pérdidas de potencia activa al implementar la solución propuesta. En la situación actual, las pérdidas de potencia activa totales alcanzan los 156.57 kW, mientras que con la implementación a 2/3 de la longitud del alimentador, estas se reducen a 128.50 kW, lo que representa una disminución de aproximadamente 17.9%. Este descenso evidencia una mejora en la eficiencia del sistema.

Respecto a las pérdidas de potencia reactiva (Pérd. Q), también se aprecia una mejora, ya que en la situación actual estas suman 41.51 kVar, mientras que en la propuesta bajan a 4.71 kVar.

También algunos tramos relevantes, como la Línea L-1, se nota una reducción de pérdidas activas de 7.52 kW a 6.47 kW, y de pérdidas reactivas de 5.826 kVar a 4.701 kVar. En tramos con alta carga como L-5, la disminución es más pronunciada: de 14.76 kW a 12.44 kW, lo que indica que la propuesta tiene mayor impacto donde las corrientes son más elevadas. Asimismo, las líneas L-8 y L-9 muestran mejoras importantes en pérdidas, pasando de 10.97 kW y 17.07 kW a 9.19 kW y 14.27 kW respectivamente.

A continuación, se presentan los resultados de las pérdidas en los transformadores de distribución bajo el escenario de implementación a los 2/3 de la longitud del alimentador DO-04.

**Tabla 5.10***Pérdidas en transformadores de distribución con la Implementación a 2/3 de la longitud del alimentador DO-04*

Transformador	Tipo	P	Q	Ángulo I	Carga	Pérd. P	Pérd. Q
	kVA	kW	kVar	°	%	kW	kVar
SED 0010988	500	221.70	115.47	-28.2	50.41	3.11	9.618
SED 0010372	300	234.39	123.27	-28.4	89.01	4.52	11.946
SED 0010489	100	63.15	32.7	2.7	70.68	1.40	2.805
SED 0010211	250	153.81	80.1	2.3	69.62	2.81	6.978
SED 0010073	20	11.49	5.97	-28	67.14	0.32	0.561
SED 0010413	100	57.45	29.76	-27.9	67.79	1.22	2.523
SED 0010161	2000	675.00	357.03	2.5	38.13	9.41	34.674
SED 0010659	50	29.55	15.39	2.8	66.7	0.77	1.449
SED 0010310	50	37.92	19.71	-27.9	89.56	1.07	1.854
SED 0011307	400	311.28	163.98	2	87.65	5.60	15.93
SED 0010312	250	205.11	107.82	2.1	90.99	4.11	10.476
SED 0010652	100	68.73	35.61	-27.9	81.2	1.57	3.09
SED 0010296	400	162.27	84.27	-28.2	46.22	2.57	6.924
SED 0010427	100	70.41	36.48	2.6	75.91	1.58	3.144
SED 0010512	50	37.02	19.23	-27.9	87.54	1.03	1.809
SED 0010370	160	64.50	33.12	-27.8	45.61	1.31	2.508
SED 0010535	100	65.34	33.87	2.6	73.67	1.48	2.928
SED 0011205	37.5	23.43	12.06	3.2	68.56	0.65	1.035

Transformador	Tipo	P	Q	Ángulo I	Carga	Pérd. P	Pérd. Q
		kVA	kW	kVar	°	%	kW
SED 0010009	250	141.78	73.65	-28.1	64.22	2.53	6.21
SED 0010091	80	65.10	33.87	2.4	92	1.67	3.159
SED 0010410	50	24.72	12.96	3.2	54.34	0.62	1.272
SED 0010209	640	309.21	164.28	2.1	54.46	4.25	16.587
SED 0010090	160	98.82	50.97	2.4	69.59	2.05	4.101
SED 0010561	25	8.79	4.59	3.4	39.28	0.30	0.483
SED 0010699	100	23.91	12.75	-28.7	27.24	0.55	1.434
SED 0010761	640	382.35	167.49	-23.7	64.56	5.20	20.808
SED 0010552	100	63.33	32.82	2.6	71.38	1.41	2.82
SED 0010428	160	125.79	65.58	2.3	92.19	2.96	6.081
SED 0010311	100	50.88	26.37	-27.9	60.15	1.04	2.241
SED 0010602	300	154.56	80.22	2.5	57.76	2.65	6.645
SED 0010672	300	230.22	120.78	-27.7	85.83	4.33	11.385
SED 0010208	400	255.75	133.71	-28.2	72.5	4.25	11.886
SED 0010109	500	130.44	68.58	-28.3	29.61	2.04	6.384
SED 0010551	400	212.25	110.4	3.1	58.54	3.36	9.237
SED 0010001	25	16.77	8.52	3.4	72.3	0.55	0.666
SED 0010987	800	579.87	315.27	1.3	88.03	7.75	38.169
SED 0010012	250	166.05	86.58	2.8	73.65	3.06	7.641

Transformador	Tipo	P	Q	Ángulo I	Carga	Pérd. P	Pérd. Q	
		kVA	kW	kVar	°	%	kW	kVar
SED 0011299		160	81.96	42.12	3.2	56.41	1.64	3.21
SED 0011053		75	28.50	15	3.5	41.61	0.61	1.485
SED 0010342		75	60.27	31.44	2.4	91.06	1.55	2.988
SED 0010534		640	229.29	121.26	-28.5	40.75	3.18	11.754
SED 0011090		250	67.50	35.16	3.4	29.53	1.40	3.135
SED 0010027		100	76.17	39.54	2.7	84.84	1.84	3.528
SED 0010371		250	30.54	16.65	3.4	13.13	1.13	2.421
SED 0010207		400	114.24	59.61	3.1	31.49	2.03	5.28
SED 0010210		250	155.88	81.21	2.2	70.46	2.85	7.101
SED 0010052		25	17.43	8.85	3.4	75.22	0.58	0.681
SED 0010206		400	52.32	28.65	-28.7	14.75	1.63	4.089
SED 0010041		800	371.64	196.68	-28.6	56.44	5.78	19.503
SED 0010976		100	77.55	40.23	2.5	83.57	1.82	3.54
						<b>Total</b>	<b>121.12</b>	<b>346.18</b>

Fuente. Elaboración propia en base al reporte NEPLAN, procesado en Excel.

Como puede observarse, la mayoría de los transformadores de distribución reflejan reducciones en las pérdidas de potencia activa y reactiva, resultado de la disminución de la corriente circulante y de una mejora en el factor de potencia. Estos efectos conllevan una menor caída de tensión, menor calentamiento de los equipos y una mejora en la calidad del suministro eléctrico. No obstante, debido a que esta implementación solo cubre 2/3 del alimentador, algunas zonas aún presentan pérdidas considerables.

Considerando el sistema en su totalidad, es decir, incluyendo tanto las pérdidas en transformadores como en las líneas de distribución, se registran los siguientes valores:

- ❖ Pérdidas de potencia activa (P): 249.61 kW.
- ❖ Pérdidas de potencia reactiva (Q): 341.45 kVar.

### **5.5. Comparación técnica de los escenarios de compensación**

En esta sección se presentan los resultados comparativos de los tres escenarios evaluados para la instalación de bancos de capacitores: ubicación en un solo punto, en tres puntos distribuidos y a dos tercios de la longitud del alimentador. El análisis se enfoca en dos aspectos fundamentales: la reducción de pérdidas técnicas de energía y la mejora en los perfiles de tensión del sistema.

#### **5.5.1. Reducción de pérdidas**

El principal objetivo de esta tesis es la reducción de las pérdidas técnicas en el sistema eléctrico, a través de la compensación de energía reactiva. En la *Tabla 5.11* se resumen las pérdidas de potencia activa observadas en cada escenario, así como la potencia generada por el sistema en condiciones de carga máxima. Este análisis busca evidenciar cómo diferentes estrategias de compensación impactan directamente en la eficiencia operativa del sistema y contribuyen a la disminución de las pérdidas.

**Tabla 5.11***Resumen comparativo de pérdidas según estrategia de compensación con capacidores*

Parámetro	Situación Actual	1 Capacitor	3 Capacitores	Capacitor a 2/3	Unidades
<b>Potencia del Capacitor (kVar)</b>	-	-1200 kVar	400 kVar, 400 kVar, 400 kVar	-1200 kVar	kVar
<b>Ubicación del capacitor</b>	-	Nodo NM-024	Nodos: NM-024, NM-063, NM-096	Nodo NM-055	-
<b>Potencia Generada</b>	7,137.06	6,954.07	6,944.49	7,024.81	kW
<b>Pérdidas</b>	285.849	248.862	239.292	249.612	kW
<b>% Pérdidas</b>	4.01%	3.58%	3.45%	3.55%	%
<b>Reducción de Pérdidas</b>	-	36.99	46.56	36.24	kW

*Fuente. Elaboración propia en base al análisis de las pérdidas en el alimentador DO-04.***Figura 5.5***Gráfica comparativa de pérdidas según estrategia de compensación con capacidores**Fuente. Elaboración propia en Python.*

El escenario con tres bancos de capacitores distribuidos estratégicamente en los nodos NM-024, NM-063 y NM-096 fue el que presenta la menor pérdida total, con 239.292 kW,

representando una reducción de 46.56 kW respecto a la situación sin compensación. Aunque los tres escenarios permiten reducir significativamente las pérdidas técnicas, la opción distribuida (3 Capacitores) demuestra ser la mejor, debido a su capacidad para compensar reactivos en varios tramos del alimentador, disminuyendo así el flujo innecesario de potencia reactiva y sus correspondientes pérdidas resistivas.

### 5.5.2. Mejora en perfiles de tensión

Otro parámetro técnico relevante evaluado fue el perfil de tensiones a lo largo del alimentador. En la *Tabla 5.12* se presentan los valores mínimos, promedio y máximos de tensión registrados para cada escenario.

**Tabla 5.12**

*Resumen de caídas de tensión por escenario*

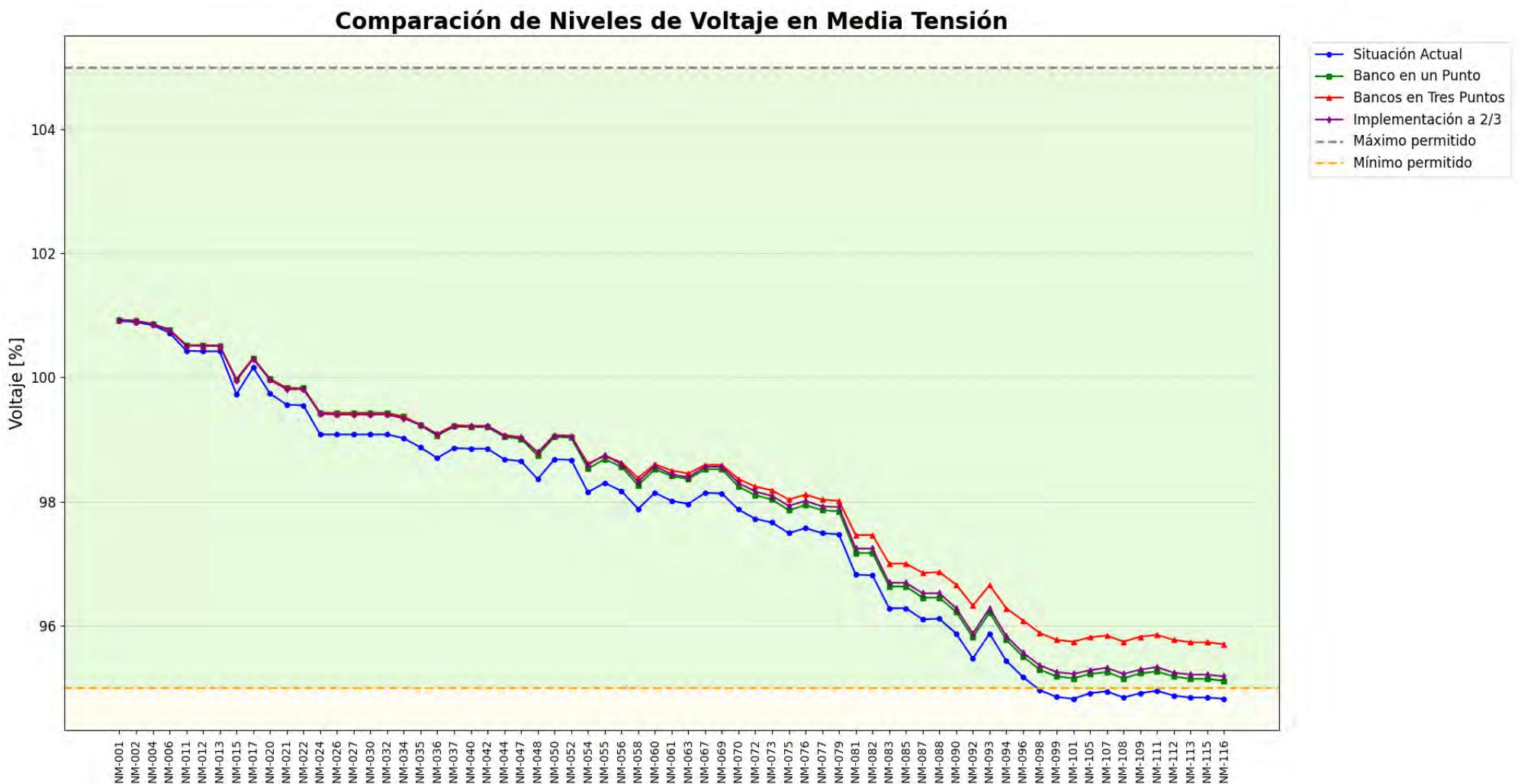
Escenario	Voltaje		
	Mínimo (%)	Promedio (%)	Máximo (%)
Situación Actual (Sin Capacitores)	94.82	97.70	100.91
Implementación en 1 Punto	95.11	98.01	100.93
Implementación en 3 Puntos (Completa)	95.70	98.22	100.93
Implementación en 2/3 de la Longitud del alimentador DO-04	95.18	98.05	100.93

*Fuente. Elaboración propia en base al análisis de las pérdidas en el alimentador DO-04.*

La estrategia de instalación en tres puntos logró el mayor valor de tensión mínima, con 95.70 %, seguida por la instalación a dos tercios de la longitud del alimentador (nodo NM-055) con 95.18 %, y el banco único centralizado con 95.11 %. Cabe destacar que todas las configuraciones con compensación superaron el umbral del 95 % de tensión mínima, lo cual representa una mejora significativa respecto a la situación actual sin compensación, que presentó un valor de 94.82 %, potencialmente problemático para el correcto funcionamiento de equipos en los extremos de la red. Para facilitar la interpretación de los niveles de tensión, se presenta a continuación una gráfica comparativa entre los diferentes escenarios analizados.

Figura 5.6

Gráfica comparativa de los perfiles de tensión según estrategia de compensación con capacidores



Fuente. Elaboración propia en Python.

### **5.6. Conclusión del capítulo**

A partir del análisis comparativo de los tres escenarios de compensación de potencia reactiva mediante capacidores, se concluye que la configuración distribuida en tres puntos estratégicos (nodos NM-024, NM-063 y NM-096), con una potencia total de 1200 kVAr, representa la alternativa técnicamente recomendable para el alimentador Dolorespata 04. Este escenario permitió alcanzar la mayor reducción de pérdidas técnicas, con una disminución de 46.56 kW, lo cual equivale a un descenso del 16.29 % respecto al caso sin compensación. Asimismo, se logró una mejora en los perfiles de tensión, elevando la tensión mínima a 95.70 % y la tensión promedio a 98.22 %, superando el umbral técnico mínimo del 95 % en todos los puntos de la red.

## CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS

### CONCLUSIONES

1. El análisis de las condiciones actuales del alimentador de media tensión Dolorespata 04 en 10.5 kV permitió identificar las pérdidas técnicas de energía, las cuales se encuentran asociadas a una alta demanda, especialmente en los tramos más alejados del punto de alimentación. A través de la simulación en el entorno NEPLAN, se evidenció que, en su configuración original sin compensación, el sistema presenta una tensión mínima de 94.82 % y pérdidas totales de 285.85 kW, representando un 4.01 % de la energía generada.
2. Se establecieron criterios técnicos para la ubicación óptima de bancos de capacitores en el alimentador Dolorespata 04, considerando tanto parámetros eléctricos como las condiciones operativas de la red. El análisis de flujos de carga y pérdidas técnicas permitió identificar puntos estratégicos de instalación, priorizando la eficiencia energética y la mejora del perfil de tensión.
3. Mediante la aplicación de modelos de optimización y la evaluación de distintos niveles de compensación reactiva, se determinaron capacidades específicas para cada punto de instalación. Se analizaron tres configuraciones principales: un capacitor de 1200 kVar en el nodo NM-024, tres capacitores de 400 kVar ubicados en los nodos NM-024, NM-063 y NM-096, y un capacitor de 1200 kVar en el nodo NM-055 (a dos tercios de la línea). Estas alternativas permitieron evaluar la reducción de pérdidas técnicas y la mejora en la regulación del voltaje.
4. La evaluación del impacto de la instalación de capacitores en ubicaciones estratégicas permitió demostrar que la configuración distribuida en tres puntos (nodos NM-024, NM-063 y NM-096) es la mejor alternativa para la reducción de pérdidas técnicas en el alimentador Dolorespata 04. Esta estrategia logró disminuir las pérdidas

en 46.56 kW, reduciendo el porcentaje de pérdidas de 4.01 % a 3.45 %, lo que evidencia una mejora significativa en la eficiencia del sistema. Los bancos de capacitores especificados corresponden a 3 unidades de 400 kVAr cada una, tensión nominal 10.5 kV, banco de capacitores tipo conectables en derivación (shunt), trifásicos, con conexión interna en estrella y neutro aterrizado. Esta configuración se seleccionó considerando el factor de carga del alimentador (72.23%) y las condiciones de demanda máxima analizadas. Los capacitores deben cumplir con normas IEEE Std 18-2012 e IEC 60871-1, con dieléctrico de polipropileno metalizado y protecciones integradas contra sobretensión, sobrecorriente y desbalance.

5. Se evidenció una mejora significativa en los perfiles de tensión tras la implementación de bancos de capacitores, especialmente en la configuración distribuida en tres puntos estratégicos, la cual permitió elevar la tensión mínima de 94.82 % a 95.70 %. De igual forma, se incrementó la tensión promedio de 97.70 % a 98.22 %. Estas mejoras superan el umbral técnico mínimo del 95 % en todos los casos con compensación, confirmando que la instalación de capacitores de forma distribuida es una medida para optimizar la calidad del servicio eléctrico en el sistema de distribución Dolorespata 04.

## **SUGERENCIAS**

1. Realizar un estudio de costo-beneficio (cálculo de VAN, TIR y período de recuperación) para la implementación de la configuración (tres bancos de 400 kVar). Este análisis debe incluir el costo de los equipos, instalación, mantenimiento y compararlo con el ahorro económico anual derivado de la reducción de pérdidas de energía y las posibles mejoras tarifarias por corrección del factor de potencia.
2. Implementar un programa de monitoreo de la calidad de la energía una vez instalados los bancos de capacitores. Esto permitiría verificar que la compensación no genere fenómenos de resonancia ni degrade la forma de onda, garantizando la seguridad de los equipos y el cumplimiento de normas como la IEEE 519.
3. Aplicar la metodología desarrollada a otros alimentadores de la red de Electro Sur Este que presenten características similares al DO-04: alta densidad de carga comercial o residencial, historial de pérdidas elevadas y perfiles de tensión deficientes. Esto permitiría priorizar inversiones en eficiencia energética de manera sistémica.

## BIBLIOGRAFÍA

- Sánchez Santiago, P. (2020). *Análisis De Factibilidad Técnica Y Económica De Corrección De Factor De Potencia Con Bancos De Capacitores Distribuidos En Valeo Sistemas Electrónicos*.
- Chapman, S. J. (2012). *Máquinas eléctricas (5.ª ed.)*. McGraw-Hill Education.
- García, M. (2021). *Análisis Y Diseño De Bancos De Capacitores Para La Mejora Del Factor De Potencia En Redes De Distribución Eléctrica*. repositorio.unizar.es.
- González, J., López, M., & Fernández, A. (2019). *Optimización De La Ubicación De Capacitores En Redes De Distribución Eléctrica Para La Mejora Del Factor De Potencia*. Journal of Electrical Engineering.
- González, M. (2020). *Optimización de Sistemas de Distribución Eléctrica*. Buenos Aires.
- GRIEM, W. (2020). [www.geovirtual2.cl](https://www.geovirtual2.cl/geologiageneral/ggcap04b.htm).  
<https://www.geovirtual2.cl/geologiageneral/ggcap04b.htm>
- Hernández, M. (2020). *Estrategias Para La Mejora De La Eficiencia Energética En Sistemas De Calefacción Y Refrigeración*. repositorio.upm.es
- Huacasi Puma, J., & choqueahuana Asto, E. (2016). *Localización Óptima De Bancos De Capacitores En Sistemas De Distribución Radial De La S.E.T. De Dolorespata Mediante La Aplicación Del Método De Sensibilidades Lineales*.
- Huallparimachi Capcha, G. (2022). *Metodología De Análisis De Armónicos Para Atenuar Sus Efectos En Los Bancos De Capacitores De La Ss.Ee. Cachimayo*.
- Juárez Cervantes, J. D. (2005). *Sistemas De Distribución De Energía Eléctrica*.
- López Roldan, K. F. (2018). *Diseño y ubicación óptima de capacitores en sistemas de distribución eléctrica para la reducción de pérdidas técnicas*.
- López, J. (2019). *Optimización De La Instalación De Capacitores En Redes De Distribución Eléctrica Para Mejorar La Eficiencia Energética*. Valencia-España.

Mendoza, J. A. (2019). *Optimización De La Eficiencia Energética En Redes De Distribución Eléctrica Mediante El Uso De Tecnologías Avanzadas*. repositorio.uni.edu.pe.

Morocho Sinchiguano, E. F. (2022). *Diseño de una red de distribución en media y baja tensión, para las comunidades: Rumipamba, Atacapi, Lumucha, canoa yacu y 10 de agosto en la provincia de orellana*.

Pérez, A., Sánchez, R., & Torres, M. (2021). *Impacto De La Compensación Reactiva En La Mejora De La Calidad Del Suministro Eléctrico*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems.

Rodríguez , L., Martínez, S., & Ortega, G. (2020). *Evaluación De La Eficiencia Energética En Sistemas De Distribución Mediante La Instalación De Bancos De Capacitores*. Energy Efficiency Review.

Salazar, F. (2021). *Análisis y diseño de sistemas de compensación de energía reactiva en redes de distribución eléctrica en zonas rurales de Perú*.

Wu, H. C. (2008). *Colocación Óptima De Condensadores En Redes De Distribución*. IEEE Transactions on Power Systems.

www.audax.com.pe. (2023). *audax.com.pe.transformador trifásico*.

<https://www.audax.com.pe/autotransformador-trifasico-ventajas/>

www.crownbattery.com. (2024). *www.crownbattery.com*.

<https://www.crownbattery.com/es/blog/>

## **ANEXOS**

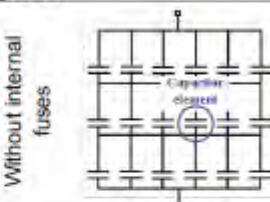
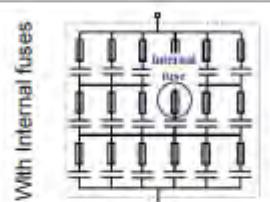
RESULTADOS FLUJO DE POTENCIA EN EL SOFTWARE NEPLAN

## Resultados Flujo Carga NEPLAN®

1										
2	<b>Datos d</b>									
3	Iteracion 6									
4	Tiempo 0									
5										
6										
7	<b>Area/Zo</b>									
8	kW kVar									
9	Red	239.29	332.83	6944.49	2391.89	6705.2	3211.49	1152.43	0	
10	Área 1	239.29	332.83	6944.49	2391.89	6705.2	3211.49	1152.43	0	
11	Ramal 1	0.33	0.52	0	0	78.32	37.93	0	0	
12	Troncal	112.62	98.37	6944.49	2391.89	837.32	405.53	1152.43	0	
13	Ramal 9	22.72	74.55	0	0	1477.43	715.55	0	0	
14	Ramal 1	18.24	6.08	0	0	72.46	35.09	0	0	
15	Ramal 1	5.26	9.67	0	0	103.52	50.14	0	0	
16	Ramal 1	8.41	18.62	0	0	406.67	196.96	0	0	
17	Ramal 1	19.01	42.67	0	0	1108.83	537.03	0	0	
18	Ramal 8	8.5	16.1	0	0	490.77	237.66	0	0	
19	Ramal 1	2.46	4.38	0	0	97.6	47.27	0	0	
20	Ramal 7	8.71	13.11	0	0	468.31	226.81	0	0	
21	Ramal 1	6.49	5.04	0	0	75.73	36.68	0	0	
22	Ramal 1	0.31	0.32	0	0	8.5	4.12	0	0	
23	Ramal 1	5.28	19.4	0	0	377.14	146.67	0	0	
24	Ramal 2	4.51	-5.45	0	0	225.9	109.41	0	0	
25	Ramal 6	9.64	24.68	0	0	606.03	293.51	0	0	
26	Ramal 3	2.26	-0.45	0	0	108.22	52.41	0	0	
27	Ramal 1	1.56	2.94	0	0	58.72	28.44	0	0	
28	Ramal 5	1.84	1.75	0	0	74.33	36	0	0	
29	Ramal 4	1.13	0.53	0	0	29.4	14.24	0	0	
30										
31	<b>ID Nodo</b>									
32	Nombre Fase U u Ángulo P Carga Q Carga P Gen Q Gen									
33	14427	NM-052	L1	6.005	99.06	-0.7	0	0	0	0
34	14427	NM-052	L2	6.005	99.06	239.3	0	0	0	0
35	14427	NM-052	L3	6.005	99.06	119.3	0	0	0	0
36	14425	NB-051	L1	0.124	97.57	208.5	72.9	35.3	0	0
37	14425	NB-051	L2	0.124	97.57	88.5	72.9	35.3	0	0
38	14425	NB-051	L3	0.124	97.57	-31.5	72.9	35.3	0	0
39	14420	NM-050	L1	6.006	99.07	-0.7	0	0	0	0
40	14420	NM-050	L2	6.006	99.07	239.3	0	0	0	0
41	14420	NM-050	L3	6.006	99.07	119.3	0	0	0	0
42	14418	NB-049	L1	0.122	96.38	207.8	76.6	37.1	0	0
43	14418	NB-049	L2	0.122	96.38	87.8	76.6	37.1	0	0
44	14418	NB-049	L3	0.122	96.38	-31.2	76.6	37.1	0	0
45	14145	NB-039	L1	0.123	96.95	208.5	20.6	10	0	0
46	14145	NB-039	L2	0.123	96.95	88.5	20.6	10	0	0
47	14145	NB-039	L3	0.123	96.95	-31.5	20.6	10	0	0
48	13878	NM-024	L1	6.028	99.43	-0.6	0	0	0	0
49	13878	NM-024	L2	6.028	99.43	239.4	0	0	0	0
50	13878	NM-024	L3	6.028	99.43	119.3	0	0	0	0

## DATOS TÉCNICOS DE BANCO DE CAPACITORES

## 1 Definitions

Capacitor element	A device consisting essentially of two electrodes separated by a dielectric	
Capacitor unit	Assembly of one or more capacitor elements in the same container with terminals brought out	
	 <p>Without internal fuses</p>	 <p>With internal fuses</p>
Capacitor rack	A frame that supports one or more capacitor units	
Capacitor segment	A single-phase assembly of groups of capacitor units that has its own voltage-limiting device and switches to protect the capacitors from over-voltages and overloads.	
Capacitor bank	Number of capacitor units connected so as to act together	
Capacitor installation	One or more capacitor banks and their accessories	
Capacitor stage	One capacitor bank and their accessories	
Circuit breaker	A mechanical switching device, capable of making, carrying and breaking currents under normal circuit conditions and also making, carrying for a specified time and breaking currents under specified abnormal circuit conditions such as those of short circuit	
Contactor	A spring operated switch for repeatedly establishing and interrupting an electric power circuit	
Compensation steps	Discrete values of the reactive power supplied	
Damping reactor	It limits the inrush and outrush currents of the capacitor banks.	
Detuned reactor	Together with the capacitor bank create a detuned filter, useful to: <ul style="list-style-type: none"> <li>- reduce the harmonics over the capacitor bank</li> <li>- avoid the resonance with the upstream transformer</li> </ul>	
Device number	27 – undervoltage relay 46 – reverse-phase or phase-balance current relay 51NC – capacitor unbalance current relay	55 – power factor correction regulator 59 – overvoltage relay 90C – power factor correction regulator
Earthing switch	A special disconnector which is intended to connect phase conductors to earth for safety purposes	
Load break switch	A disconnect switch that has been designed to provide making or breaking of specified currents	
PFCE	Power Factor Compensation Equipment – A capacitor installation used to compensate the reactive power	
Switch isolator	A switch which, in the open position, satisfies the isolating requirements and may only be operated without load current	
Tbd	To be defined	
Twin capacitor unit	Single phase capacitors with two outputs. When supplied in sets of three units, it is useful to obtain an unbalance YY (double wyes) detection scheme, with the advantage of requiring no protection relay tuning at time of replacement.	

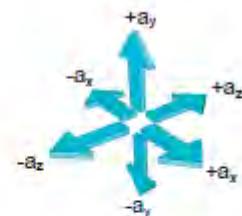
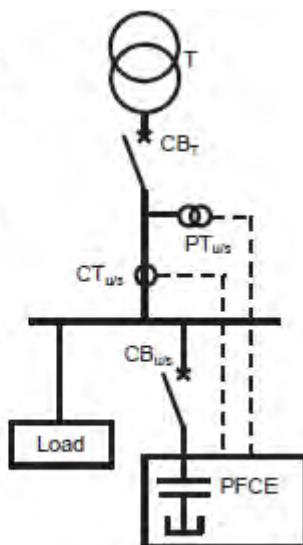
## 2 Foreword

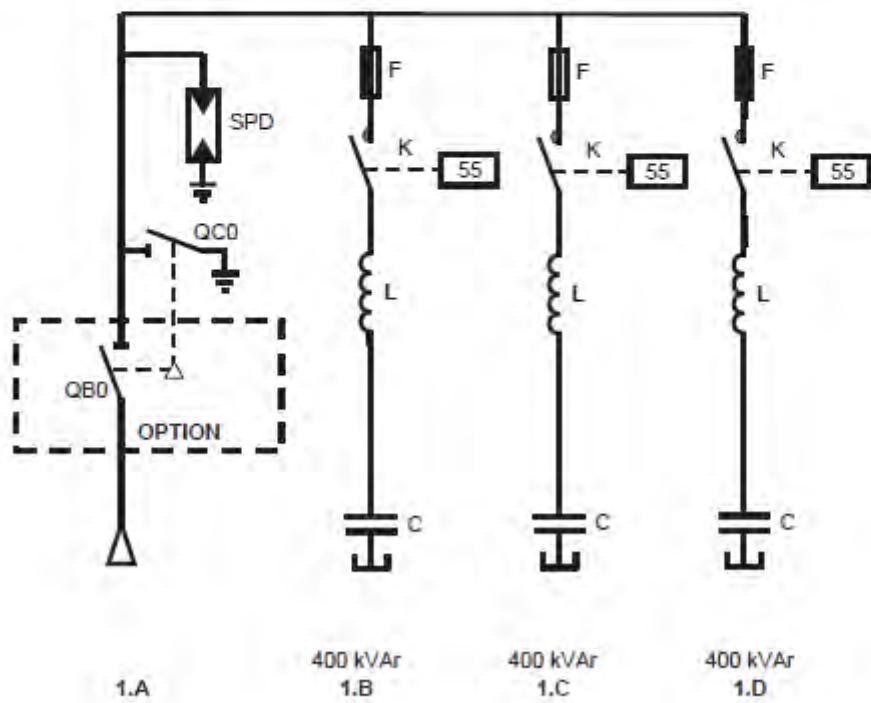
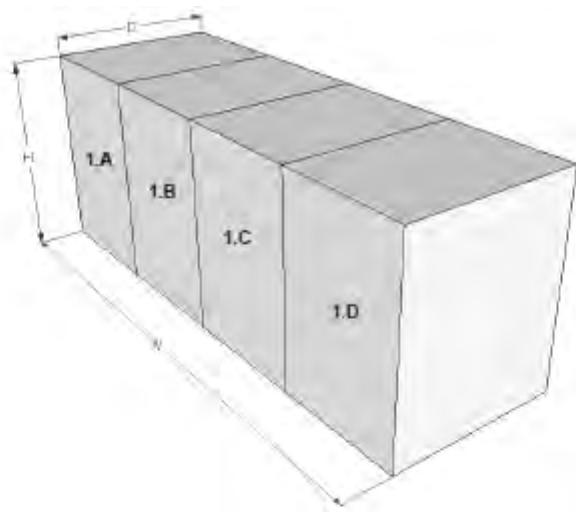
The PFCE (power factor compensation equipment) described in this document has to be installed in an electrical grid as an automatic PFCE, as shown in the drawing a side.

The upstream components (circuit breaker  $CB_{us}$  and measuring transformers  $CT_{us}$  and  $PT_{us}$ ) are not in the scope of the supply.

## 3 Short description of the power factor compensation equipment (PFCE)

Capacitor stages	3 (2x 250, 500 kVAr)
Overall reactive power compensation	1000 kVAr @ 10kV, 60Hz
Compensation type	Automatic control, using 3 compensation stages, achieving 4 compensation steps (250, 500, 750, 1000 kVAr) Switching sequence = 1:1:2
Metal enclosure degree of protection	IP 3x, IK09
Loss of service continuity category	LSC1
Capacitor configuration	Y
Capacitor tolerance	-0 %...+ 10 %
Metal enclosure material	Pre-galvanized sheet metal
Exterior surface finishing	RAL 7035
Interior surface finishing, supporting structure and basement	Galvanized steel
Dynamic stresses withstand	$a_x = a_y = a_z = 1 \text{ m/s}^2$ (see on the side)
Overall dimensions W x D x H	4000 x 1700 x 2350 mm
Minimum clearance around the equipment [mm]	front: 1000; rear: 1000; left: 600; right: 600; top: 1000
Overall weight	~3500 kg
Cable entry	in the lower side of stage 1.A
Overall drawing	See below





## 4 Operating conditions

Installation type	Indoor
Minimum operating temperature	-5 °C
Maximum operating temperature	40 °C maximum environment temperature, 35 °C maximum average value in a day
Relative humidity	< 85% (average value in a day) No condensation
Altitude	< 3500 m
Overall power dissipation	< 0.5 W/kvar
Cooling	Natural + forced ventilation

## 5 Electrical connections

### 5.1 Upstream protection (not included in the supply)

According to the local regulations.

### 5.2 Main line specifications

X <sub>L</sub>	Line voltage	10 kV ±10%
	Insulation level	
	- Highest voltage	12 kV rms
	- at power frequency	28 kV rms
	- lightning impulse (BIL)	125 kV peak
	Short circuit withstand	I <sub>cw</sub> = 16 kA @ 1 s
	Electrical connection	3 phase (L1, L2, L3 without neutral line) + PE
	Line rated frequency	50 Hz
	Nominal maximum current	58 Arms
	Thermal maximum current	87 Arms
	Harmonics	Not present

### 5.3 Current transformer specifications

CT <sub>u</sub>	Rating factor – I <sub>p</sub> / I <sub>s</sub> I <sub>p</sub> – Primary winding RMS current I <sub>s</sub> – Secondary winding current	I <sub>p</sub> / 5 A where I <sub>p</sub> > I <sub>max</sub>
-----------------	---	---

Note: The current transformer is not included in the supply.

### 5.4 Potential transformer specifications

PT <sub>u</sub>	Rating factor – U <sub>p</sub> / U <sub>s</sub> U <sub>p</sub> – Primary winding phase-to-phase RMS voltage U <sub>s</sub> – Secondary winding voltage	U <sub>p</sub> / 110V Metering class 1; Burden 100VA
-----------------	--	---

Note: The potential transformer is not included in the supply.

### 5.5 Auxiliary electrical connections

X <sub>CT</sub>	Current transformer Secondary winding full scale	I <sub>s</sub> = 5 A
X <sub>PT</sub>	Voltage transformer Secondary winding full scale	U <sub>s</sub> = 110 V
X <sub>a</sub>	Auxiliary supply	230 Vac 1 kVA (L, N, PE)

## 5.6 Signalling electrical connections

Fan fault	Volt-free contact
Over temperature alarm	Volt-free contact
Isolator and earth switch status	Volt-free contact
Power Factor Control alarm	Volt-free contact

## 6 Description of the stages included in the supply

### 6.1 Stage 1.A: inlet and control compartment

Overall dimensions (W x D x H)	1000 x 1700 x 2350 mm
Overall weight	~850 kg
Cable entry	lower side
Busbar exit	upper right side (or upper left side)

ID	Item	Description	q.ty
X <sub>L</sub>	Terminals	Main line terminals (L1, L2, L3, PE)	1
X <sub>CT</sub>	Terminals	Metering current transformer terminals (S1, S2 or k, l)	1
X <sub>PT</sub>	Terminals	Metering potential transformer terminals	1
QB0	Isolator	Main no load isolator; 12 kV, 250 A, 16 kA @1s	1
QC0	Earthing switch	Main interlocked earthing switch; 12 kV, 16 kA	1
APFR	Controller	Automatic Power Factor Regulator (ANSI 55) with 4 compensation steps	1
		Serial communication, Modbus RTU, RS485	1
SPD	Surge protection device	Surge arrester with nominal current 10 kA @ 8 / 20 µs (Indirect lightning stroke, Class II); Ur 12kV; no diagnostic with external signals (available on request)	3
		Anti-condensation heater	1
AA1	Key interlock	Electro-mechanical Interlock with the upstream circuit breaker and door key exchange box, controlled by a timer to enable the opening of the compartment doors of the capacitor banks.	1
		Mechanical door lock (on the rear)	1

### 6.2 Stage 1.B: power factor correction compartment – 250 kvar

Overall dimensions (W x D x H)	1000 x 1700 x 2350 mm
Overall weight	~850 kg
Busbar entry	Upper left side (or upper right side)
Busbar exit	Upper right side (or upper left side)

ID	Item	Description	q.ty
F	Fuses	HRC fuses, without fuse failure indication; nominal voltage >12 kV; breaking capacity 50 kA; with indoor fuse base (fuse failure indication available on request)	3
K	Contactor	3-phases; nominal voltage 12 kV; nominal current 400 A; breaking capacity 6 kA @1000 masl (4 kA @3500 masl); electrical life > 100 000 operations	1
L	Series reactor	Damping 1-phase reactor, air cored; air cooled; aluminium wound	3

ID	Item	Description	Qty
C	Capacitor bank	<p>3-phase capacitor bank, connected in a Y configuration, composed of:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- three 1-phase capacitor unit, without internal fuses on each capacitor element.</li> </ul> <p>Each 3-phase capacitor unit has the following characteristics:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Product name: CMMT 86 kvar 6.4 kV 50 Hz, which supplies 103 kvar 6.4 kV 60 Hz, BIL 125kV (Comar code: 800F400862130).</li> <li>Datasheet on file:</li> <li>Specs_Z800F400862130_rev1.pdf.</li> </ul>	1
		Anti-condensation heater	1
		Mechanical door lock	1

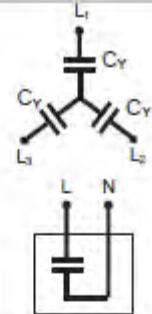
### 6.3 Stage 1.C: power factor correction compartment – 250 kvar

See the previous stage 1.B.

### 6.4 Stage 1.D: power factor correction compartment – 500 kvar

Overall dimensions (W x D x H)	1000 x 1700 x 2350 mm
Overall weight	~900 kg
Busbar entry	Upper left side (or upper right side)
Busbar exit	Upper right side (or upper left side)

ID	Item	Description	Qty
F	Fuses	HRC fuses, without fuse failure indication; nominal voltage >12 kV; breaking capacity 50 kA; with indoor fuse base (fuse failure indication available on request)	3
K	Contactor	3-phases; nominal voltage 12 kV; nominal current 400 A; breaking capacity 6 kA @1000 masl (4 kA @3500 masl); electrical life > 100 000 operations	1
L	Series reactor	Damping 1-phase reactor, air cored; air cooled; aluminium wound	3
C	Capacitor bank	<p>3-phase capacitor bank, connected in a Y configuration, composed of:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- three 1-phase capacitor unit, without internal fuses on each capacitor element.</li> </ul> <p>Each 3-phase capacitor unit has the following characteristics:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Product name: CMMT 171 kvar 6.4 kV 50 Hz, which supplies 205 kvar 6.4 kV 60 Hz, BIL 125kV (Comar code: 800F401712130).</li> <li>Datasheet on file:</li> <li>Specs_Z800F401712130_rev1.pdf.</li> </ul>	1
		Anti-condensation heater	1
		Mechanical door lock	1



---

## 7 Spare parts (not included in the supply)

### 7.1 Capital spare parts

Parts which, although acknowledged to have a long life or a small chance of failure, would cause a long shutdown of equipment, because it would take a long time to get a replacement for them.

Description	q.ty
Series reactor, as described above	1
Set of barrel locks, one for each	1

### 7.2 Commissioning spare parts

Parts required during the commissioning of the equipment.

Description	q.ty
Automatic Power Factor Regulator (ANSI 55), as described above	1
HRC fuses, as described above	3
Low voltage fuse kit	1
Low voltage relay	1
Set of locking keys, one for each	1

### 7.3 Operating spare parts

Parts that may be required for the first 4-6 years of equipment operation, depending on how the equipment will be used.

Description	q.ty
Contactor, as described above	1
Capacitor units, as described above (one for each model)	2
Surge protection device, as described above	3
Fan	1
Signalling lamp kit	1
Lighting lamp	1

---

## 8 Special tools (not included in the supply)

Grounding stick - short circuiting kit. Usually present in every medium voltage electric cabin.  
See also the next chapter 9 for other special tools.

## 9 Transport assembly, lifting and storage condition

Package ID	Stages ID
1	1.A + 1.B
2	1.C + 1.D

Package ID	Stages ID
3	Spare parts

Overall dimensions and weight: see chapter 3.

Lifting of each stage using a crane with a two point spreader beam		Equipment not included in the supply:			
		<ul style="list-style-type: none"><li>- crane</li><li>- two point spreader beam or four point spreader beam</li><li>- swivel eyebolt</li><li>- lifting slings</li></ul>			
					

Storage condition according to IEC 60721-3-4 classification: 1K2, 1B1, 1C1L, 1S1, 1M1.

## 10 Erection works

Not included in the supply.

## 11 Reference

### 11.1 International standards

Power shunt capacitors	EN 60871-1
High-voltage switchgear and controlgear	EN 62271-1, EN 62271-200
High-voltage fuses for shunt capacitors	EN 60549
High-voltage switchgear and controlgear	EN 62271-100
Alternating current circuit-breakers	
Power transformers – Part 6: Reactors	IEC 60076-6
Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)	IEC 60529
Degrees of protection provided by enclosures (IK Code)	IEC 62262
Graphical symbols for diagrams	IEC 60617

## 12 Preliminary manufacturing schedule

Delivery times are approximately 14-18 working weeks. To be confirmed at time of order.  
Delivery terms: Ex works Comar facility in Crespellano, Bologna, Italy.

## 13 Packing

### 13.1 Standard

Bubble wrap, polyethylene unsealed cover bag, polyethylene foam corner protectors, shock-watch, tilt-watch

### 13.2 Available on request

- Coupled barrier sealed bag, desiccant materials
- Wooden crate (ISPM 15)
- Wooden case (ISPM 15)
- Container