

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

**FACULTAD DE INGENIERÍA: ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMÁTICA Y MECÁNICA**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**USO DE LAS TÉCNICAS DE CONGLOMERADOS
COMBINADOS PARA OPTIMIZAR LA UBICACIÓN DE
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN, CONSIDERANDO
LAS RESTRICCIONES GEOGRÁFICAS DEL SECTOR
HUATTAMPAMPA – CCACHONA – CUSCO 2023**

PRESENTADO POR:

Br. WILFREDO MESCCO QUISPE

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

ASESOR:

Dr. EDGAR ZACARIAS ALARCÓN VALDIVIA

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** EDGAR ZACARIAS OLARCON VALDIVIA.....
..... quien aplica el software de detección de similitud al
trabajo de investigación/tesis titulada:
"USO DE LAS TÉCNICAS DE CONGLOMERADOS COMBINADOS PARA
OPTIMIZAR LA UBICACIÓN DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN,
CONSIDERANDO LAS RESTRICCIONES GEOGRÁFICAS DEL SECTOR HUOTTA PAMPAS - CACHONA -
CUSCO 2023"

Presentado por: WILFREDO MESCCO Quispe..... DNI N° 42492163.....;

presentado por: DNI N°:

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

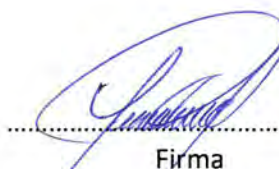
Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 02 veces, mediante el
Software de Similitud, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso del Sistema Detección de**
Similitud en la UNSAAC y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 3 %.

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.	☒
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, 07 de AGOSTO..... de 2026.....


Firma

Post firma EDGAR ZACARIAS OLARCON VALDIVIA

Nro. de DNI 23821021

ORCID del Asesor 0000-0002-9168-7535

Se adjunta:

- Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
- Enlace del Reporte Generado por el Sistema de Detección de Similitud: **oid:** 27259:672607436

WILFREDO MESCCO

USO DE LAS TÉCNICAS DE CONGLOMERADOS COMBINADOS PARA OPTIMIZAR LA UBICACIÓN DE SUBESTACIONES DE DI...

 Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::27259:612607436

Fecha de entrega

5 ago 2026, 3:53 p.m. GMT-5

Fecha de descarga

5 ago 2026, 4:07 p.m. GMT-5

Nombre del archivo

TESIS WILFREDO MESCCO QUISPE AGO-2026.pdf

Tamaño del archivo

4.7 MB

138 páginas

32.894 palabras

157.787 caracteres

3% Similitud general

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

Filtrado desde el informe

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

Fuentes principales

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

Marcas de integridad

N.º de alertas de integridad para revisión

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. EDGAR ZACARIAS ALARCON VALDIVIA
ASESOR
CODIGO ORCID:0000-0002-9168-7535

PRESENTACIÓN

Señor Decano de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica, Mgt.

Jorge Hermogenes Chinchihualpa Gonzales; Distinguidos señores miembros del Jurado:

Al concluir mi proceso de formación académica, conforme a lo establecido en el Reglamento de Grados y Títulos de la facultad, me permito presentar esta tesis con la finalidad de optar por el Título Profesional de Ingeniero Electricista.

Estoy convencido de que este trabajo de investigación no solo representa el cierre de una importante etapa académica, sino que también constituirá un valioso aporte para futuras investigaciones relacionadas con esta temática.

Pongo a vuestra consideración la presente tesis titulada: **“USO DE LAS TÉCNICAS DE CONGLOMERADOS COMBINADOS PARA OPTIMIZAR LA UBICACIÓN DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN, CONSIDERANDO LAS RESTRICCIONES GEOGRÁFICAS DEL SECTOR HUATTAMPAMPA – CCACHONA – CUSCO 2023”**.

DEDICATORIA

A mi familia, Zonia, Diego y Mayte, por su amor incondicional, apoyo constante y sacrificios invaluable. Sin su fe en mí y su motivación continua, este sueño no habría sido posible.

Gracias por enseñarme el valor del esfuerzo y la dedicación.

A mis Padres y hermanos, por su aliento y compañía a lo largo de esta travesía académica. Su apoyo ha sido un pilar fundamental en mi vida.

A mis amigos y compañeros, por los momentos compartidos, el apoyo mutuo y por hacer de esta etapa una experiencia memorable y enriquecedora.

Wilfredo Mescoco Quispe

AGRADECIMIENTO

A la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco y, en especial, a la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, por brindarme una formación académica de calidad.

A mi familia, en especial a mis padres, quienes me ofrecieron su apoyo incondicional, amor y comprensión a lo largo de toda mi formación académica. Gracias por sus sacrificios y por confiar en mí en cada paso del camino. A mis hermanos, por su constante aliento y compañía.

A mi asesor de tesis, por su valiosa orientación, paciencia y dedicación durante todo el proceso de investigación. Sus conocimientos y consejos fueron fundamentales para la culminación exitosa de este trabajo.

A todas las personas y entidades que colaboraron directa o indirectamente en la realización de esta tesis, su contribución ha sido esencial y es profundamente valorada.

Wilfredo Mescoco Quispe

INTRODUCCIÓN

La planificación y optimización de la infraestructura eléctrica son fundamentales para garantizar un suministro de energía confiable y de calidad, especialmente en zonas con características geográficas complejas. En este contexto, el presente estudio se centra en el uso de conglomerados combinados para optimizar la ubicación de subestaciones de distribución en el sector Huattampampa – Ccachona, ubicado en Cusco.

Las condiciones geográficas y la distribución espacial de la demanda eléctrica influyen directamente en el desempeño de la red de distribución, afectando aspectos como los niveles de tensión, las pérdidas de energía y los costos de operación. Frente a esta problemática, se propone una metodología basada en conglomerados combinados, que integra criterios de agrupamiento espacial y optimización para identificar ubicaciones adecuadas de subestaciones, considerando la demanda de carga y las restricciones físicas del terreno.

El objetivo de este estudio es mejorar la eficiencia técnica y económica del sistema de distribución mediante una adecuada localización de subestaciones, contribuyendo a la reducción de pérdidas, la mejora de los niveles de tensión y la minimización del costo total anual del sistema.

Los resultados de esta investigación buscan aportar una herramienta de apoyo para la planificación de redes eléctricas en zonas con condiciones geográficas complejas, promoviendo una distribución de energía más eficiente, confiable y sostenible en el sector Huattampampa–Ccachona.

RESUMEN

La presente tesis aborda la optimización de la ubicación de subestaciones de distribución en el sector Huattampampa – Ccachona, con el objetivo de reducir las pérdidas técnicas y la caída de tensión, y mejorar la eficiencia del suministro eléctrico.

En el **Capítulo I**, *Aspectos Generales*, se plantea el problema de investigación y se establecen los objetivos y alcances del estudio

El **Capítulo II**, *Marco Teórico*, desarrolla los principios de distribución de energía eléctrica, las técnicas de optimización, la teoría de grafos y las herramientas analíticas que sustentan la metodología propuesta.

En el **Capítulo III**, *Determinación de las Zonas de Influencia en el Sector Huattampampa*, se identifican las áreas de mayor demanda eléctrica mediante el análisis de datos geográficos y demográficos.

El **Capítulo IV**, *Desarrollo de la Metodología Basada en la Técnica de Conglomerados Combinados*, se propone una metodología para determinar la ubicación de las subestaciones mediante el algoritmo **K-means**, la teoría de grafos y herramientas computacionales desarrolladas en **Python**, orientadas a minimizar costos, pérdidas técnicas y caída de tensión.

Finalmente, el **Capítulo V**, *Análisis Comparativo de los Resultados Obtenidos*, se comparan los resultados de la metodología propuesta con el diseño tradicional mediante **DIREC CAD**, evaluando la caída de tensión y las pérdidas energéticas. Los resultados permiten determinar la alternativa más eficiente para mejorar la planificación y confiabilidad del suministro eléctrico en el sector estudiado.

Palabras clave: Conglomerados combinados, Ubicación óptima de subestaciones, Subestaciones de distribución, Restricciones geográficas.

ABSTRACT

This thesis addresses the optimization of the location of distribution substations in the Huattampampa–Ccachona sector, with the aim of reducing technical losses and voltage drop, and improving the efficiency of the electrical supply.

Chapter I, *General Aspects*, presents the research problem and establishes the objectives and scope of the study.

Chapter II, *Theoretical Framework*, develops the principles of electrical energy distribution, optimization techniques, graph theory, and analytical tools that support the proposed methodology.

Chapter III, *Determination of the Areas of Influence in the Huattampampa Sector*, identifies the areas with the highest electrical demand through the analysis of geographic and demographic data.

Chapter IV, *Development of the Methodology Based on the Combined Clustering Technique*, proposes a methodology for determining the location of distribution substations using the **K-means** algorithm, graph theory, and computational tools developed in **Python**, aimed at minimizing investment costs, technical losses, and voltage drop.

Finally, **Chapter V**, *Comparative Analysis of the Results Obtained*, compares the results of the proposed methodology with the traditional design using **DIRED CAD**, evaluating voltage drop and energy losses. The results allow the most efficient alternative to be determined to improve the planning and reliability of the electrical supply in the study area.

Keywords: Combined clustering, Optimal substation location, Distribution substations, Geographical constraints.

INDICE

PRESENTACIÓN.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTO	iv
INTRODUCCIÓN	v
RESUMEN.....	vi
ABSTRACT.....	vii
CAPÍTULO I.....	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Aspectos generales	1
1.2. Ámbito Geográfico	1
1.3. Planteamiento del Problema	3
1.4. Formulación del problema	7
1.4.1. Problema General.....	7
1.4.2. Problemas Específicos	7
1.5. Objetivos	7
1.5.1. Objetivo General.....	7
1.5.2. Objetivos Específicos.....	7
1.6. Justificación	8
1.7. Alcances y Limitaciones	9
1.7.1. Alcances	9
1.7.2. Limitaciones.....	9
1.8. Hipótesis General.....	9
1.8.1. Hipótesis específicas	10

1.9.	Variables e Indicadores	11
1.9.1.	Variables e indicadores independientes	11
1.9.2.	Variables e indicadores dependientes	11
1.10.	Metodología de la Investigación	12
1.10.1.	Tipo de Investigación	12
1.10.2.	Nivel de Investigación	12
1.10.3.	Método de Investigación	12
1.10.4.	Diseño de Investigación	12
1.10.5.	Población y Muestra	13
1.10.6.	Técnicas de Recolección de Datos	13
1.10.7.	Procesamiento de Datos	13
CAPÍTULO II		14
2. MARCO TEÓRICO		14
2.1.	Introducción	14
2.2.	Antecedentes de la Investigación	15
2.2.1.	Antecedentes Internacionales	15
2.2.2.	Antecedentes nacionales	16
2.3.	Sistema Eléctrico de Potencia	17
2.4.	Sistema de Distribución Eléctrica	18
2.5.	Planificación del Sistema de Distribución	18
2.6.	Criterios para la Planificación del Sistema de Distribución	19
2.7.	Subestación de Distribución (SED)	19
2.8.	Tipos de Subestación de Distribución	19
2.8.1.	Subestación Aérea	19
2.9.	Topología Radial en Redes de Distribución	21

2.10.	Máxima demanda.....	21
2.11.	Factor de simultaneidad	21
2.12.	Factor de potencia	22
2.13.	Caída de tensión.....	23
2.14.	Pérdidas de potencia	24
2.15.	Análisis de Conglomerados	24
2.16.	Métodos de Partición	25
2.16.1.	Agrupamiento de Datos por <i>K-means</i>	26
2.16.2.	Métodos para la ubicación de Subestaciones de Distribución	29
2.17.	Teoría de Grafos Aplicada a Sistemas Eléctricos	29
2.17.1.	Concepto de Grafo	30
2.17.2.	Propiedades Relevantes de un Grafo	30
2.17.3.	Representación de un Grafo.....	31
2.18.	Matrices de Adyacencia e Incidencia	31
2.19.	Lista de Adyacencias	31
2.20.	Ruta Más Corta	32
2.21.	Algoritmo de Dijkstra	32
2.22.	Algoritmo de Evolución Diferencial (Differential Evolution, DE)	33
2.23.	Optimización Matemática.....	34
2.23.1.	Función Objetivo	34
2.23.2.	Restricciones	35
CAPÍTULO III.....		36
3. DETERMINACIÓN DE LAS ZONAS DE INFLUENCIA EN EL SECTOR HUATTAMPAMPA		36
3.1.	Introducción	36

3.2.	Descripción Cartográfica de la Zona de Estudio	36
3.3.	Ubicación de los Suministros del Sector de Estudio	38
3.4.	División del Sector Huattampampa en Zonas de Influencia.....	38
3.4.1.	Justificación de la Zonificación Propuesta	39
3.5.	Cálculo de la Máxima Demanda de los Suministros	41
CAPÍTULO IV		43
4. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA BASADA EN LA TÉCNICA DE CONGLOMERADOS COMBINADOS		43
4.1.	Introducción	43
4.2.	Análisis de la Metodología	44
4.3.	Agrupación de suministros eléctricos	44
4.3.1.	Planificación Inicial y Consideraciones Geográficas	44
4.4.	Ubicación Inicial de las Subestaciones de Distribución mediante Agrupamiento K-means	48
4.5.	Optimización Mediante el Concepto de Conglomerados Combinados	53
4.6.	Modelo Matemático de Optimización Según la Función Objetivo	54
4.6.1.	Función objetivo	54
4.6.2.	Restricciones Técnicas del Modelo	55
4.6.3.	Metodología	58
4.7.	Implementación del pseudocódigo en Python	59
4.7.1.	Algoritmo de Dijkstra para rutas mínimas.....	59
4.7.2.	Evaluación de restricciones técnicas y optimización.....	60
4.8.	Descripción del Código.....	61
4.8.1.	Importación de bibliotecas	61
4.8.2.	Carga de datos desde Excel.....	61

4.8.3.	Procesamiento de datos	61
4.8.4.	Construcción del grafo	61
4.8.5.	Definición de parámetros eléctricos.....	62
4.8.6.	Función objetivo de optimización.....	62
4.8.7.	Proceso de optimización	62
4.8.8.	Visualización de la ubicación óptima	62
4.8.9.	Generación de rutas mínimas	63
4.8.10.	Identificación de rutas críticas	63
4.9.	Resultados del proceso de optimización	64
4.9.1.	Ubicaciones óptimas de las subestaciones de distribución Obtenidas por el algoritmo	65
4.9.2.	Trazado de rutas mínimas desde la subestación de distribución óptima	67
4.9.3.	Trazado de rutas críticas según el costo total anual	69
4.10.	Cumplimiento de las restricciones técnicas	71
4.11.	Comparación entre el sistema convencional y el sistema propuesto	73
CAPÍTULO V.....		74
5. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS		74
5.1.	Introducción	74
5.2.	Ubicación de las Subestaciones de Distribución	74
5.3.	Análisis Comparativo de Caídas de Tensión y Pérdidas en Ubicaciones Alternativas de Subestaciones de Distribución.....	76
5.4.	Discusión de los Resultados.....	79
5.4.1.	Resultados de la Zona 1	79
5.4.2.	Resultados de la Zona 2	79
CONCLUSIONES.....		80

RECOMENDACIONES	81
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	82
APÉNDICES Y ANEXOS.....	84

Índice De Tablas

Tabla 1.1 <i>Ubicación geográfica de la zona de estudio</i>	1
Tabla 1.2 <i>Datos de Cargabilidad de SED cercanas a la zona de estudio</i>	4
Tabla 1.3 <i>Variables e indicadores independientes</i>	11
Tabla 1.4 <i>Variables e indicadores Dependientes</i>	11
Tabla 2.1 <i>Métodos para la ubicación de Subestaciones de Distribución</i>	29
Tabla 3.1 <i>Coordenadas UTM del sector Huattampampa</i>	37
Tabla 3.2 <i>Máxima demanda de la zona 1</i>	42
Tabla 3.3 <i>Máxima demanda de la zona 2</i>	42
Tabla 4.1 <i>Coordenadas de los centroides para la zona 1 y zona 2</i>	52
Tabla 4.2 <i>Resultados de la implementación del código para la zona 1 y zona 2</i>	64
Tabla 4.3 <i>Verificación de resultados para la zona 1</i>	71
Tabla 4.4 <i>Verificación de resultados para la zona 2</i>	72
Tabla 4.5 <i>Comparación entre el sistema convencional y el sistema propuesto</i>	73
Tabla 5.1 <i>Características técnicas de la red para la zona 1 y 2</i>	76
Tabla 5.2 <i>Comparación de las caídas de tensión y pérdidas para la zona 1</i>	77
Tabla 5.3 <i>Tabla comparativa de las caídas de tensión y las pérdidas para la zona 2</i>	77

Índice De Figuras

Figura 1.1	<i>Ubicación geográfica del Sector Huattampampa – Ccachona (Cusco)</i>	2
Figura 1.2	<i>Datos técnicos de las SED 0010424 y 0011361</i>	5
Figura 2.1	<i>Componentes de un sistema eléctrico de potencia</i>	17
Figura 2.2	<i>Subestación aérea monoposte (tipo SAM)</i>	20
Figura 2.3	<i>Subestación aérea biposte (tipo SAB)</i>	20
Figura 2.4	<i>Configuración Radial de una Red de Distribución</i>	21
Figura 2.5	<i>Métodos de agrupamiento Clustering</i>	25
Figura 2.6	<i>Desarrollo del algoritmo K-means: partición inicial, iteración y agrupación final</i>	27
Figura 2.7	<i>Diagrama de flujo del algoritmo K-means</i>	28
Figura 2.8	<i>Representación de una red eléctrica en grafo</i>	30
Figura 2.9	<i>Matriz de adyacencia e incidencia de un grafo G</i>	31
Figura 2.10	<i>Diagrama de flujo del algoritmo Dijkstra</i>	33
Figura 3.1	<i>Delimitación en Coordenadas UTM del sector Huattampampa</i>	37
Figura 3.2	<i>División del sector Huattampampa en zonas de influencia 1 y 2</i>	39
Figura 4.1	<i>Representación del sistema vial mediante grafos de la zona 1</i>	46
Figura 4.2	<i>Representación del sistema vial mediante grafos de la zona 2</i>	47
Figura 4.3	<i>Código en Python para la agrupación y cálculo del centroide mediante K-means</i>	50
Figura 4.4	<i>Agrupamiento de nodos de la zona 1 mediante el algoritmo K-means</i>	51
Figura 4.5	<i>Agrupamiento de nodos de la zona 2 mediante el algoritmo K-means</i>	52
Figura 4.6	<i>Diagrama de flujo de la metodología planteada (conglomerados combinados)</i>	60
Figura 4.7	<i>Ubicación óptima de la subestación de distribución - Zona 1</i>	65
Figura 4.8	<i>Ubicación óptima de la subestación de distribución - Zona 2</i>	66

Figura 4.9 <i>Trazado de rutas mínimas desde la subestación de distribución óptima - Zona 1</i>	67
Figura 4.10 <i>Trazado de rutas mínimas desde la subestación de distribución óptima - Zona 2..</i>	68
Figura 4.11 <i>Trazado de rutas críticas con mayor costo total anual – Zona 1</i>	69
Figura 4.12 <i>Rutas críticas con mayor costo total anual - Zona 2</i>	70
Figura 5.1 <i>Ubicación comparativa de las subestaciones de distribución para la zona 1</i>	75
Figura 5.2 <i>Ubicación comparativa de las subestaciones de distribución para la zona 2</i>	75
Figura 5.3 <i>Comparación de pérdidas de energía en las zonas 1 y 2 mediante el método tradicional y conglomerados combinados</i>	78
Figura 5.4 <i>Comparación de caídas de tensión máxima en las zonas 1 y 2 mediante el método tradicional y conglomerados combinados</i>	78

GLOSARIO DE ABREVIATURAS

OSINERMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
CNE-S	Código Nacional de Electricidad - Suministro
NTCSE	Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
LCE	Ley de concesiones eléctricas
ELSE	Electro Sur Este
SED	Subestación de Distribución
S.E	Subestación Eléctrica
SAM	Subestación Aérea Monoposte
SAB	Subestación Aérea Biposte
BT	Baja Tensión
V	Voltio
A	Amperio
W	Vatio
kV	kilovoltio
kVA	Kilo Voltamperio
kW	Kilovatio
<i>f.s</i>	Factor de Simultaneidad
<i>cosφ</i>	Factor de potencia
A.P	Alumbrado público
DM	Demanda Máxima
UTM	Sistema de coordenadas basado en la cartográfica transversal
GIS	Sistema de información geográfica

SÍMBOLOS MATEMÁTICOS Y VARIABLES

Σ	Sumatoria
$\ \cdot\ $	Norma (distancia euclidiana)
P_i	Demanda eléctrica de la carga i
G	<i>Grafo</i>
k	Cluster
C_k	Centroide de un cluster
x_i, y_i	Coordenadas UTM del usuario i
$d(v_i, v_j)$	Distancia entre vértices i y j en el grafo
ΔV	Caída de Tensión

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Aspectos generales

El presente capítulo aborda los aspectos fundamentales del estudio titulado "*Uso de las Técnicas de Conglomerados Combinados para Optimizar la Ubicación de Subestaciones de Distribución, Considerando las Restricciones Geográficas del Sector Huattampampa – Ccachona – Cusco 2023*". Al tratarse de una investigación en el campo de la ingeniería eléctrica, se inicia con una descripción del ámbito geográfico de estudio.

Seguidamente, se expone el planteamiento del problema y su formulación, a fin de comprender detalladamente las necesidades y desafíos específicos que enfrenta el sector Huattampampa – Ccachona – Cusco, en relación con la distribución de energía eléctrica. Asimismo, se definen los objetivos generales y específicos que orientan el desarrollo del trabajo, estableciendo los lineamientos metodológicos que orientan la búsqueda de soluciones óptimas.

1.2. Ámbito Geográfico

El presente estudio se desarrolla en el sector Huattampampa, ubicado dentro de la comunidad de Ccachona, en el distrito de Santiago, provincia y región del Cusco. En esta zona se proyectó la implementación de dos subestaciones de distribución por ELSE destinadas al suministro de energía eléctrica.

Tabla 1.1

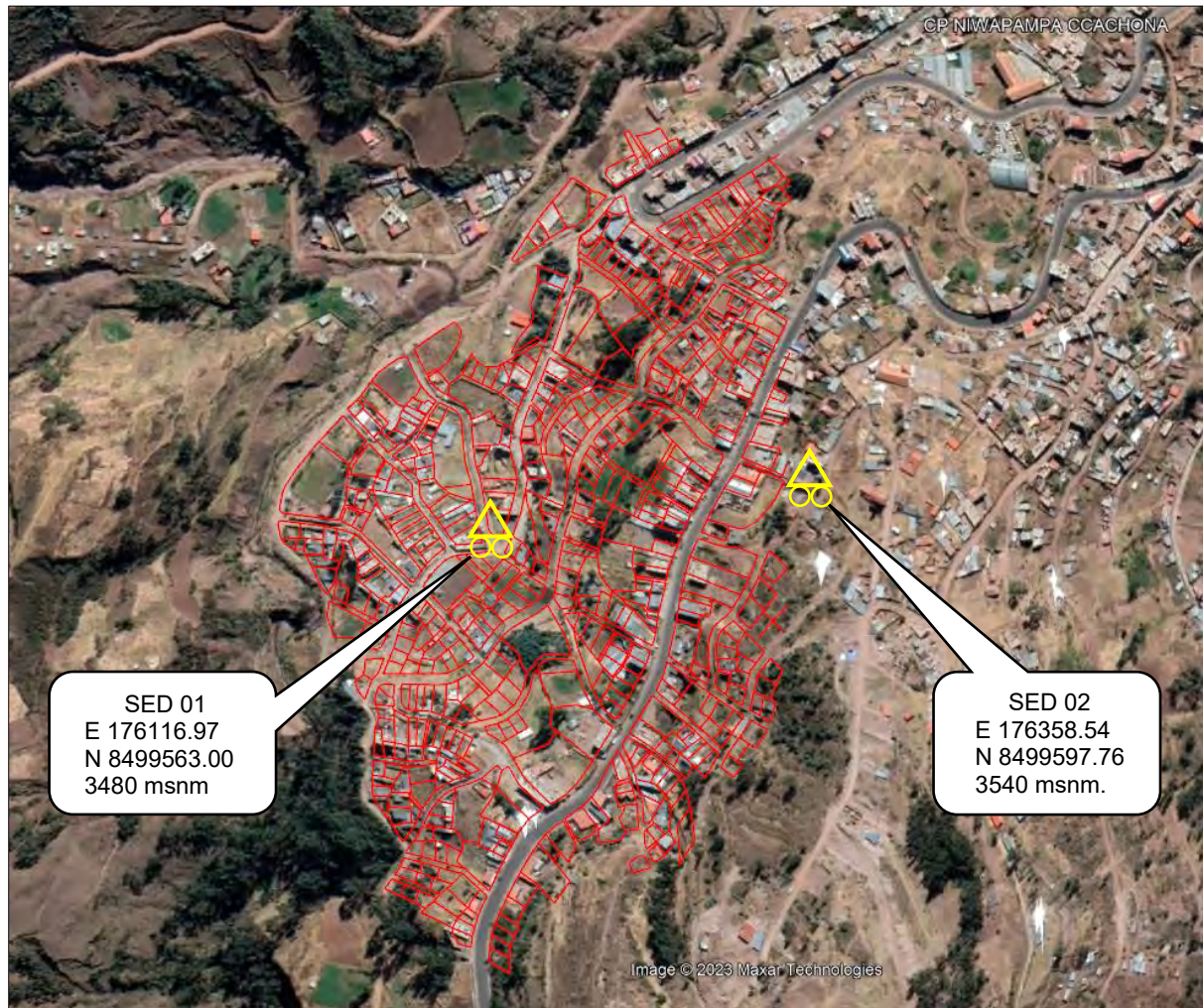
Ubicación geográfica de la zona de estudio

Zona de Estudio: Sector Huattampampa				
Distrito	Provincia	Región	Altitud	Zona
Santiago	Cusco	Cusco	3500 m.s.n.m.	19 L

Nota. Elaboración propia.

Figura 1.1

Ubicación geográfica del Sector Huattampampa – Ccachona (Cusco)



Nota. Adaptado de Google Earth (2023).

1.3. Planteamiento del Problema

El servicio eléctrico en el distrito de Santiago se encuentra dentro del área de concesión de la empresa Electro Sur Este y es suministrado por el alimentador aéreo Dolorespata 02, con una tensión de 10.5 kV. Según el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), este sistema eléctrico está clasificado como urbano de media densidad, con un sector típico igual a 2 (R.D. N° 159-2021 MINEM/DGE, 2021).

El sector Huattampampa, ubicado dentro de la comunidad de Ccachona, en el distrito de Santiago, ha sido recientemente electrificado, lo que ha permitido mejorar el desarrollo de sus actividades productivas y la calidad de vida de 375 familias.

El diseño de redes eléctricas es un proceso complejo que requiere diversos cálculos técnicos. Un aspecto clave es la ubicación óptima de las subestaciones de distribución, que generalmente se determina considerando solo el radio o centro de carga geométrico, sin aplicar metodologías avanzadas de optimización.

Como consecuencia, una ubicación inadecuada de las subestaciones de distribución puede generar, a futuro, diversos problemas en las redes de baja tensión, tales como:

- Caídas de tensión, especialmente en los extremos más distantes de la red con respecto a la subestación de distribución, afectando el funcionamiento de los equipos eléctricos y la eficiencia del sistema. De acuerdo con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), la caída de tensión en zonas urbanas no debe exceder el $\pm 5\%$ de la tensión nominal.
- Pérdidas de energía, debido a largas distancias y alta resistencia en los conductores, lo que aumenta la disipación de energía en forma de calor y, por ende, los costos operativos.
- Cargabilidad, se producen debido a una distribución desigual de la demanda, lo que provoca que algunos transformadores operen cerca o por encima de su capacidad nominal, mientras que otros permanecen subutilizados. Este desequilibrio reduce la eficiencia del

sistema, incrementa las pérdidas eléctricas y puede acortar la vida útil de los equipos. Según la norma IEC 60076-7 (2018), los transformadores deben operar siempre dentro de sus límites nominales para garantizar una vida útil prolongada y evitar fallas.

- Configuraciones topológicas deficientes en las redes eléctricas, lo que dificulta el mantenimiento y la expansión futura de la red.

Estos inconvenientes se agravan por la falta de herramientas digitales y metodologías específicas que permitan optimizar la ubicación de las subestaciones de distribución.

Con el fin de validar la necesidad de optimización en el diseño del sistema, se recopilaron datos de cargabilidad de seis subestaciones cercanas a la zona de estudio, en condiciones de máxima y mínima demanda, los cuales se presentan en la tabla 1.2:

Tabla 1.2

Datos de Cargabilidad de SED cercanas a la zona de estudio

Código SED	Capacidad Nominal (kVA)	Demanda Máxima horas punta (kVA)	Demanda Mínima horas valle (kVA)	% de cargabilidad horas punta	% de cargabilidad horas valle
0011180	50	32.79	6.78	65.58 %	13.56%
0011171	50	46.07	10.46	92.14%	20.92%
0011362	50	11.16	0.75	22.32%	1.50%
0010424	50	58.26	13.20	116.52%	26.40%
0011361	100	12.28	2.51	12.28%	2.51%
0010409	50	45.13	12.43	90.26%	24.86%

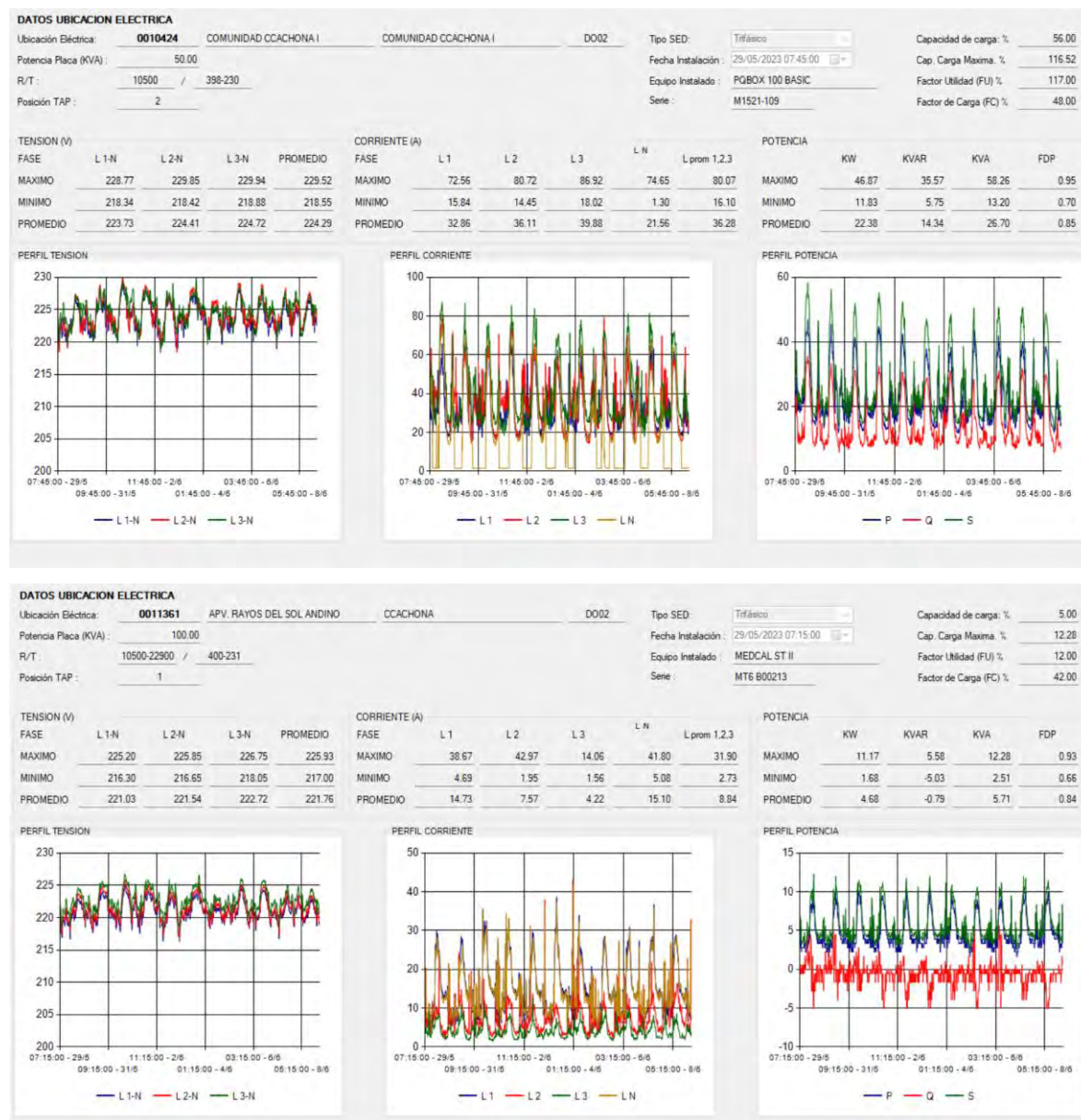
Nota. Datos proporcionados por la Oficina de Control de Calidad 2023 - ELSE. La información detallada se encuentra en el Anexo C.

Se observa en la Tabla 1.2 que la SED 0010424, con una capacidad de 50 kVA, presenta una demanda máxima de 58.26 kVA, lo que representa el 116.52% de su capacidad nominal. Esto indica una sobrecarga temporal significativa que reduce la calidad del servicio y contraviene lo establecido en la norma IEC 60076-7 (2008). Asimismo, la SED 0011361, con una capacidad de 100 kVA, registra una demanda máxima de 12.28 kVA, equivalente al 12.28% de su capacidad nominal, evidenciándose una subutilización (sobredimensionamiento

del transformador). Estos resultados evidencian la necesidad de evaluar la ubicación y dimensionamiento de las subestaciones mediante una metodología de optimización.

Figura 1.2

Datos técnicos de las SED 0010424 y 0011361



Nota. Información proporcionada por el área de Control de Calidad 2023- ELSE.

Por esta razón, el presente estudio tiene como propósito determinar la ubicación óptima de las subestaciones de distribución para el suministro de energía eléctrica en el sector Huattampampa. Para ello, se empleará la técnica de conglomerados combinados, la cual agrupa los suministros o clientes en función de su demanda y los asigna a las subestaciones más adecuadas. Esta metodología incorpora el uso de algoritmos de agrupamiento, como el *K-means*, para identificar las zonas de influencia, así como la teoría de grafos para modelar la red de distribución eléctrica, permitiendo representar de manera precisa los nodos y las conexiones entre ellos. Además, se aplica el algoritmo de Dijkstra para determinar las rutas mínimas, optimizando los cálculos de distancias, pérdidas y caídas de tensión en la red. La función objetivo consiste en minimizar el Costo total anual del sistema, considerando restricciones técnicas como el radio de cobertura máxima, la capacidad del transformador (cargabilidad), pérdidas técnicas en los conductores, la caída de tensión máxima y la capacidad de corriente del conductor para la zona de estudio.

1.4. Formulación del problema

1.4.1. Problema General

¿Cómo determinar la ubicación óptima de las subestaciones de distribución en el sector Huattampampa, utilizando técnicas de conglomerados combinados y considerando restricciones técnicas?

1.4.2. Problemas Específicos

- a. ¿Cómo determinar la distribución espacial de los suministros eléctricos para establecer las zonas de influencia de las subestaciones de distribución en el sector Huattampampa?
- b. ¿Cómo aplicar técnicas de conglomerados combinados considerando restricciones técnicas para determinar la ubicación óptima de las subestaciones de distribución en el sector Huattampampa?
- c. ¿En qué medida la ubicación óptima de las subestaciones de distribución mejora los indicadores técnicos de caída de tensión, pérdidas de energía y cargabilidad del sistema eléctrico?

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Determinar la ubicación óptima de las subestaciones de distribución en el sector Huattampampa, mediante la aplicación de las técnicas de conglomerados combinados, considerando restricciones técnicas.

1.5.2. Objetivos Específicos

1. Determinar la distribución espacial de los suministros eléctricos para establecer las zonas de influencia de las subestaciones de distribución en el sector Huattampampa.

2. Desarrollar una metodología basada en técnicas de conglomerados combinados considerando restricciones técnicas para determinar la ubicación óptima de las subestaciones de distribución en el sector Huattampampa.
3. Evaluar en qué medida la ubicación óptima de las subestaciones de distribución mejora los indicadores técnicos de caída de tensión, pérdidas de energía y cargabilidad del sistema eléctrico.

1.6. Justificación

El sector Huattampampa requiere de un suministro eléctrico confiable, fundamental para su desarrollo socioeconómico.

Una planificación inadecuada de las subestaciones de distribución puede generar efectos negativos en la red eléctrica, tales como caídas de tensión, pérdidas, cargabilidad y una deficiente topología de redes de baja tensión. Estos problemas afectan la eficiencia del sistema eléctrico y encarecen los costos de operación y mantenimiento.

Frente a esta problemática, la presente investigación propone el uso de técnicas de conglomerados combinados como una alternativa para optimizar la ubicación de subestaciones de distribución. Esta metodología permite agrupar suministros considerando tanto la demanda energética como las restricciones técnicas, con el objetivo de reducir tramos innecesarios de redes, minimizar pérdidas técnicas y mejorar la confiabilidad del sistema.

Asimismo, el estudio busca aportar una herramienta metodológica útil para ingenieros y proyectistas eléctricos, facilitando una mejor toma de decisiones en el diseño de redes de baja tensión y contribuyendo al desarrollo de soluciones más eficientes para la distribución eléctrica en el sector Huattampampa.

1.7. Alcances y Limitaciones

1.7.1. Alcances

La presente investigación tiene como alcance la optimización de la ubicación de subestaciones de distribución en el sector Huattampampa, utilizando técnicas de conglomerados combinados. Para ello, se recopilaron y analizaron datos obtenidos del plano de lotización del sector Huattampampa, así como la ubicación georreferenciada de los suministros proyectados (GIS ELSE).

Se desarrolló una metodología basada en algoritmos de agrupamiento, la cual permitió definir las zonas de influencia de cada subestación, considerando las restricciones técnicas. Asimismo, se determinó el número, ubicación y capacidad de los transformadores necesarios.

Finalmente, para validar la metodología propuesta, se compararon los resultados obtenidos frente a un plano eléctrico de Red Secundaria de la zona de estudio aprobado por ELSE, mediante el software especializado DIRED CAD, evaluando parámetros de caída de tensión y pérdidas técnicas.

1.7.2. Limitaciones

El estudio no contempla costos económicos detallados, como la inversión inicial, los costos de operación o el mantenimiento de la infraestructura eléctrica.

1.8. Hipótesis General

La aplicación de técnicas de conglomerados combinados considerando restricciones técnicas permitirá determinar una ubicación óptima de las subestaciones de distribución, mejorando el desempeño técnico del sistema eléctrico mediante la reducción de caída de tensión, pérdidas de energía y mejora de la cargabilidad.

1.8.1. Hipótesis específicas

1. La determinación de la distribución espacial de los suministros eléctricos permitirá establecer zonas de influencia adecuadas para la ubicación de subestaciones de distribución en el sector Huattampampa.
2. La aplicación de técnicas de conglomerados combinados considerando restricciones técnicas permitirá obtener ubicaciones óptimas de subestaciones de distribución técnicamente factibles.
3. La ubicación optimizada de las subestaciones de distribución permitirá reducir la caída de tensión, disminuir las pérdidas técnicas y mejorar la cargabilidad del sistema eléctrico respecto al diseño convencional.

1.9. Variables e Indicadores

1.9.1. Variables e indicadores independientes

Tabla 1.2

Variables e indicadores independientes

Variable Independiente	Definición Conceptual	Dimensiones	Indicadores	Unidad
X: Técnicas de Conglomerados combinados.	Son técnicas de agrupamiento que permiten organizar un conjunto de datos en grupos homogéneos, considerando criterios de similitud para optimizar la toma de decisiones.	Agrupamiento de suministros	Número de conglomerados formados	Numero (entero)
		Proximidad entre nodos y centroides	Distancia promedio entre nodos y centroide	Metros
		Aplicación de restricciones técnicas	Cumplimiento de Restricciones técnicas	Binaria (si/no)

Nota. Elaboración propia.

1.9.2. Variables e indicadores dependientes

Tabla 1.3

Variables e indicadores Dependientes

Variable Dependiente	Definición Conceptual	Dimensiones	Indicadores	Unidad
Y: Ubicación óptima de subestaciones de distribución.	Es la determinación de la localización más conveniente de una subestación de distribución para garantizar una operación eficiente del sistema eléctrico, minimizando pérdidas y manteniendo los parámetros técnicos dentro de los límites permitidos.	Calidad de servicio	Caída de tensión	%
		Eficiencia del sistema	Pérdidas de energía	W
		Capacidad operativa	Cargabilidad	%

Nota. Elaboración propia.

1.10. Metodología de la Investigación

1.10.1. Tipo de Investigación

La presente investigación es de tipo *cuantitativa*, porque se basa en el procesamiento y análisis de datos numéricos (coordenadas UTM, demandas eléctricas, distancias, etc.), *aplicada*, ya que busca resolver un problema práctico relacionado con la optimización de la ubicación de subestaciones eléctricas.

1.10.2. Nivel de Investigación

El nivel de investigación es *descriptivo, explicativo y comparativo*:

Descriptivo: porque describe la metodología basada en el uso de técnicas de conglomerados combinados.

Explicativo: porque busca explicar cómo las técnicas de conglomerados afectan el diseño.

Comparativo: porque se comparan los resultados obtenidos del modelo propuesto con los de un plano eléctrico aprobado de la zona de estudio, utilizando el software DIRECAD.

1.10.3. Método de Investigación

Corresponde a un método *deductivo e inductivo, deductivo* para conocer la distribución de los suministros proyectados e *inductivo*, debido a la aplicación del método de conglomerados combinados, se podrá conocer la mejor ubicación de las subestaciones de distribución dentro del área de estudio.

1.10.4. Diseño de Investigación

El diseño de la investigación es de tipo *experimental*, dado que se manipulan las ubicaciones de los centros de carga, mediante la aplicación de técnicas de conglomerados combinados y restricciones técnicas, con el propósito de determinar la ubicación óptima de las subestaciones de distribución (SED).

1.10.5. Población y Muestra

- *Población*: Conformada por la totalidad de suministros o cargas proyectados dentro del sector Huattampampa.
- *Muestra*: Constituida por los 375 lotes, identificados en el plano de lotización y con coordenadas georreferenciadas.

1.10.6. Técnicas de Recolección de Datos

Para la recopilación de datos se utilizó la siguiente fuente:

- *Plano de lotización* del sector Huattampampa, el cual define la distribución espacial de los suministros (GIS ELSE).

1.10.7. Procesamiento de Datos

El procesamiento de la información se realizó a través del uso combinado de los siguientes programas:

- **AutoCAD** : Para la edición y digitalización de planos.
- **Google Earth** : Para la validación visual de ubicaciones y análisis del entorno.
- **DIRED CAD**: Software especializado en el diseño y simulación de redes eléctricas de distribución, utilizado para la validación del modelo propuesto.
- **Python**: Para el desarrollo y ejecución de algoritmos de optimización y análisis técnico de la red.
- **Microsoft Excel**: Para el tratamiento y organización de datos numéricos
- **Microsoft Word**: Para la redacción, sistematización y presentación del informe de investigación.

La investigación se sustenta en la matriz de consistencia (ver Apéndice A).

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Introducción

El marco teórico de este estudio se sustenta en la teoría de los conglomerados combinados, una técnica que permite agrupar datos en función de sus similitudes. Estas técnicas encuentran aplicación no solo en la ingeniería eléctrica, sino también en disciplinas como la geografía, la economía y la informática, donde la optimización de recursos y la reducción de costos constituyen objetivos fundamentales.

Los antecedentes revisados evidencian una evolución en el uso de técnicas de agrupamiento para la planificación y rediseño de redes eléctricas. Diversos estudios han demostrado que la implementación de algoritmos de agrupamiento, como el *K-means* y los algoritmos *jerárquicos*, permite mejorar la eficiencia en la ubicación de subestaciones de distribución, optimizar el uso de recursos y disminuir los costos operativos. En particular, investigaciones desarrolladas en contextos geográficos similares han resaltado la importancia de incorporar variables topográficas y demográficas en los modelos de optimización, lo que mejora la precisión de las decisiones y favorece un suministro eléctrico más confiable y rentable.

El presente estudio propone aplicar *técnicas de conglomerados combinados* al sector Huattampampa, desarrollando un modelo que integre las características geográficas específicas de la zona. El objetivo es evaluar la efectividad de estas técnicas en la optimización de la ubicación de subestaciones de distribución, con el propósito de proporcionar una alternativa metodológica fundamentada que contribuya al desarrollo sostenible de la infraestructura eléctrica en áreas urbanas que presentan retos geográficos significativos.

2.2. Antecedentes de la Investigación

2.2.1. Antecedentes Internacionales

1. (Vásquez Villarruel, 2019) “*Rediseño Óptimo De Redes Radiales de Distribución Eléctrica en Bajo Voltaje Considerando las Restricciones de la Infraestructura Eléctrica y Urbana Existente*”. Tesis para la obtención del grado de magister en distribución, Quito-Ecuador. En su trabajo de investigación plantea una metodología teórica para el rediseño de redes radiales de baja tensión, haciendo el uso de algoritmos de agrupamiento, que representa gran utilidad para las empresas distribuidoras, ya que define la reconfiguración óptima de la red eléctrica, considerando el diseño de los recorridos de los circuitos de baja tensión existentes y el dimensionamiento y ubicación óptima de transformadores de distribución adaptada a la demanda, mediante la ubicación del centro de carga (algoritmos de agrupamiento), tomando en considerando la infraestructura eléctrica y urbana existente, además de la restricción de caída de voltaje admisible para mejorar la calidad de tensión.

El objetivo del algoritmo es reducir al mínimo posible el valor de la distancia entre los puntos de cada clúster (k) y su centroide (c), en términos generales el centroide es el punto medio de la serie de datos perteneciente a un clúster, entiéndase clúster como el área de influencia.

2. (Cueva Román & Zhunio Collaguazo, 2017) “*Óptima Ubicación De Estaciones de Transformación y Topología en Sistemas de Distribución en Baja Tensión para la Empresa Eléctrica Regional Centrosur*” Tesis de Pregrado, Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca - Ecuador.

En su investigación desarrolla una metodología, con la finalidad de encontrar una solución para el problema de optimización de redes de distribución de baja tensión; y de esta manera, mejorar la reducción de pérdidas técnicas.

Esta metodología permite automatizar el proceso para la selección de la óptima ubicación de estaciones de transformación y topología en sistemas de distribución en baja tensión para la empresa CENTROSUR a través de dos algoritmos principales de importante aplicación como son: el algoritmo de rutas mínimas o algoritmo de Dijkstra y el algoritmo de flujos de potencia para sistemas de distribución.

La compleja distribución urbana en algunos de los sectores de la ciudad reduce las posibilidades para la ubicación de un transformador de bajo voltaje, es por esto la necesidad de un estudio de campo o de la zona para determinar los nodos candidatos, cantidad y rutas para la optimización. La ubicación del transformador se debe realizar en nodos que permitan obtener una distribución de carga uniforme y así incluir una mayor cantidad de nodos en una sola red.

2.2.2. Antecedentes nacionales

1. (Serva Ortega, 2021) *“Ubicación Óptima de Nueva Subestación para Mejorar la Calidad de Producto de Energía Eléctrica en la AA.VV. Santa Rosa - Pichanaki”* Tesis de Pregrado, Universidad Nacional del Centro del Perú.

En su trabajo de investigación, buscó determinar la ubicación óptima de una nueva subestación eléctrica de distribución (SED), por mala calidad de producto referido al nivel de tensión en las redes secundarias de la AA. VV. Santa Rosa- Pichanaki, se debe entender la ubicación óptima como la mejor opción desde el punto de vista técnico – geográfico (óptimo local).

La empresa Electrocentro S.A realiza compensaciones por mala calidad de tensión (NTCSE, 1997), en los suministros de la SED E416999 y E417129 desde mayo y agosto del 2017 respectivamente.

En el estudio se realizó la proyección de la demanda eléctrica de las SED existentes y se observó que en el rango del año 2027 – 2028 se empezará a tener problemas de sobrecarga en los transformadores, lo cual representa además una mala calidad de tensión y un déficit de potencia.

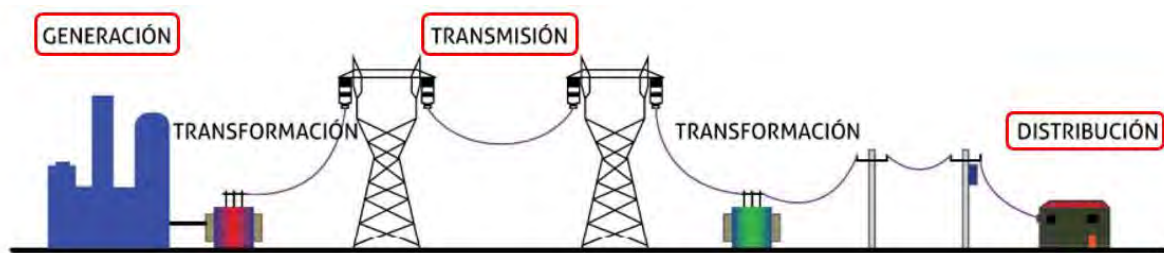
En conclusión, a fin de solucionar el problema, se utilizó el Método de Polígonos de Voronoi y Centro de Carga Eléctrica, con lo cual se determinó la coordenada geográfica UTM como la mejor ubicación de la nueva SED, así como la potencia del transformador a ser instalado.

2.3.Sistema Eléctrico de Potencia

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) es un conjunto de elementos interconectados que comprende las etapas de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica desde los centros de producción hasta los puntos de consumo (Loor & Narváez, 2017).

Figura 2.1

Componentes de un sistema eléctrico de potencia



Nota. Tomado de Loor & Narváez (2017).

2.4. Sistema de Distribución Eléctrica

Un sistema de distribución está conformado por un conjunto de instalaciones eléctricas encargadas de transportar la energía desde la fuente generadora o transformadora hasta los puntos de consumo de los usuarios en media o baja tensión. Este sistema comprende:

- Subsistema de distribución primaria: Conformado por redes y subestaciones cuyas tensiones de servicio se encuentran entre 1 kV y 30 kV.
- Subsistema de distribución secundaria: Integrado por redes de servicio público cuyas tensiones de servicio son iguales o menores a 1 kV.
- Instalaciones de alumbrado público: Constituidas por las redes y unidades de alumbrado público de las vías y parques (MINEM, 2002).

2.5. Planificación del Sistema de Distribución

La planificación de una red de distribución eléctrica representa un proceso esencial, en el cual se analizan aspectos como los costos de instalación de nuevos equipos, la confiabilidad del sistema, la reducción de pérdidas eléctricas y el crecimiento poblacional.

Uno de los principales desafíos de la planificación consiste en minimizar los costos del sistema, lo cual se vuelve complejo incluso en configuraciones simples, como aquellas con un único alimentador, debido a la gran variedad de alternativas de diseño disponibles para el planificador.

En este contexto, el uso de herramientas computacionales ha sido clave, ya que ha permitido el desarrollo de programas de optimización que facilitan la búsqueda de configuraciones eficientes. Aunque estas herramientas no logran abarcar todos los elementos del problema, la mayoría incorpora aproximaciones que permiten obtener soluciones aceptables (Méndez Triveño, 2016).

2.6. Criterios para la Planificación del Sistema de Distribución

La planificación del sistema de distribución eléctrica debe basarse en una serie de criterios técnicos que aseguren su eficiencia y confiabilidad. Entre los principales se encuentran:

- Cumplimiento de los límites permisibles de caída de tensión, garantizando que los niveles de voltaje se mantengan dentro de los márgenes establecidos por la normativa vigente.
- Diseño adecuado de transformadores y redes de distribución, evitando condiciones de sobrecarga que puedan comprometer el desempeño del sistema y reducir la vida útil de los equipos (Méndez Triveño, 2016).

2.7. Subestación de Distribución (SED)

Una subestación de distribución es una instalación eléctrica destinada a transformar la energía proveniente de la red de distribución primaria (media tensión) a niveles más bajos de tensión, para alimentar la red de distribución secundaria, el alumbrado público o, en algunos casos, usuarios finales (CNE-Suministro, 2011).

2.8. Tipos de Subestación de Distribución

Existen diferentes tipos de subestaciones de distribución, cuya clasificación depende de su ubicación, diseño y función. Entre las más comunes se encuentran las subestaciones aéreas, las subestaciones subterráneas y las subestaciones interiores o compactas.

En el presente estudio se emplea específicamente la subestación aérea, debido a que se adapta a las características técnicas y geográficas del sector Huattampampa.

2.8.1. Subestación Aérea

Las subestaciones aéreas se caracterizan por estar instaladas sobre postes y están conformadas por un transformador de distribución, dispositivos de protección contra sobretensiones (pararrayos) y contra sobrecorrientes (cortacircuitos). Asimismo, incluyen

elementos auxiliares indispensables, tales como estructuras de montaje (armados), aisladores y tableros eléctricos.

Los transformadores empleados en este tipo de subestaciones pueden ser monofásicos o trifásicos. Cuando la potencia nominal excede los 112,5 kVA o el peso del transformador exceda los 650 kg, es necesario instalar una estructura tipo H (biposte) para garantizar su montaje adecuado (aducarte.weebly.com, 2023).

Figura 2.2

Subestación aérea monoposte (tipo SAM)



Nota. Fotografía propia (2024).

Figura 2.3

Subestación aérea biposte (tipo SAB)



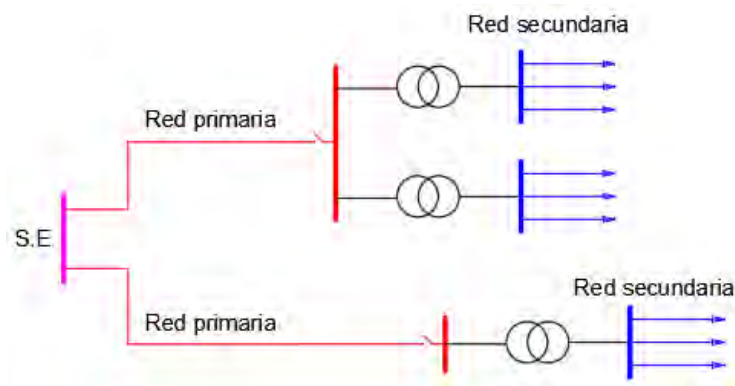
Nota. Fotografía propia (2023).

2.9. Topología Radial en Redes de Distribución

Las redes de distribución, tanto primarias como secundarias, usualmente presentan una topología radial, donde la corriente fluye en un único sentido sin retorno. Esta topología se distingue por su simplicidad, bajo costo, facilidad de control de voltaje, protección eficaz ante fallas y menores corrientes de cortocircuito. Sin embargo, su principal desventaja es la baja confiabilidad, ya que una falla puede interrumpir el suministro eléctrico (Sallam & Malik, 2011).

Figura 2.4

Configuración Radial de una Red de Distribución



Nota. Elaboración propia.

2.10. Máxima demanda

Se define como la mayor carga experimentada por un sistema eléctrico en un intervalo de tiempo determinado. Este parámetro resulta de gran importancia, ya que durante dicho período se producen las condiciones más exigentes para la red, tales como la mayor caída de tensión y el incremento de las pérdidas de energía y potencia (Ramírez, 2004).

2.11. Factor de simultaneidad

El factor de simultaneidad se define como la relación entre la demanda máxima simultánea de un conjunto de cargas y la suma de las demandas máximas individuales de dichas cargas (Byron, 2012).

$$f.s. = \frac{MD_t}{MD_1 + MD_2 + MD_3 + \dots + MD_n} \quad (2.1)$$

Donde:

MD_t : Demanda máxima total simultánea.

MD_i : Demanda máxima individual de cada carga.

De acuerdo con la legislación peruana, se han establecido los siguientes valores de referencia para el factor de simultaneidad en el subsistema de distribución secundaria:

- Cargas de vivienda: $f.s. = 0.5$
- Cargas especiales: $f.s. = 0.9$

Cargas de las instalaciones de Alumbrado público: $f.s. = 1.0$

2.12. Factor de potencia

El factor de potencia es el cociente entre la potencia activa y la potencia aparente en un circuito eléctrico, constituyéndose un indicador de la eficiencia en el uso de la energía (Ramirez, 2004).

$$f_{dp} = \cos\phi = \frac{P}{S} \quad (2.2)$$

Donde:

P : Potencia activa (W, kW, MW)

S : Potencia aparente (VA, kVA, MVA)

De acuerdo con lo recomendado por la Dirección General de Electricidad (DGE), la práctica usual y la experiencia, los valores de referencia del factor de potencia en el subsistema de distribución secundaria son:

- Cargas de vivienda y especiales:
 - Red subterránea: $\cos\phi = 1.0$
 - Red aérea: $\cos\phi = 0.9$
- Alumbrado público con lámparas de Hg o Na: $\cos\phi = 0.9$

2.13. Caída de tensión

Se define como la diferencia de potencial entre dos puntos de un circuito. Esta se calcula como el producto de la corriente eficaz por la impedancia del tramo considerado (Sarzo, 2008).

Matemáticamente se expresan como:

$$\Delta V = I * Z = I . (R \cos\varphi + X \sin\varphi) \quad (2.3)$$

Donde:

ΔV : Caída de tensión (V)

I : Corriente eficaz que circula por el conductor (A)

Z : Impedancia del conductor (Ω)

R : Resistencia del conductor (Ω)

X : Reactancia del conductor (Ω)

ϕ : Angulo de desfase entre tensión y corriente ($^\circ$)

Para sistemas monofásicos

$$\Delta V = 2 . I . (R \cos\varphi + X \sin\varphi) . L \quad (2.4)$$

Para sistemas trifásicos

$$\Delta V = \sqrt{3} . I . (R \cos\varphi + X \sin\varphi) . L \quad (2.5)$$

Donde:

L : longitud del conductor (m, km)

Finalmente, la caída de tensión relativa se obtiene como:

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V_n} . 100 \quad (2.6)$$

Siendo V_n la tensión nominal del sistema (V).

De acuerdo con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), la caída de tensión en zonas urbanas no debe exceder el $\pm 5\%$ de la tensión nominal.

2.14. Pérdidas de potencia

Se originan principalmente por la resistencia de los conductores en las líneas de transporte. Estas pérdidas se transforman en forma de calor y dependen de la intensidad de la corriente que circula por el conductor y de su resistencia eléctrica (Sarzo, 2008).

Matemáticamente se expresan como:

$$P_p = R * I^2 \quad (2.7)$$

Donde:

P_p : Pérdidas de potencia (W)

R : Resistencia del conductor (Ω)

I : Corriente eléctrica que fluye por el conductor (A)

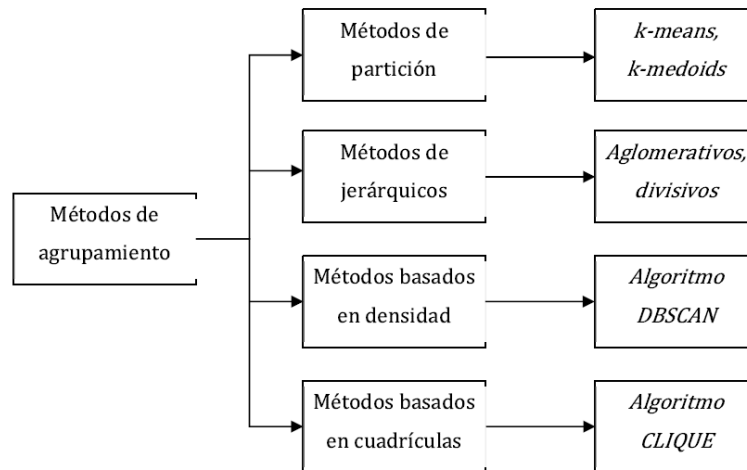
2.15. Análisis de Conglomerados

El análisis de conglomerados, también denominado análisis de grupos (*cluster analysis*), es una técnica estadística multivariante que consiste en dividir un conjunto de datos u observaciones en subconjuntos denominados clústeres. Cada clúster agrupa elementos con un alto grado de similitud interna, mientras que se diferencia significativamente de los demás grupos (Han & Kamber, 2012).

En general, los algoritmos de agrupamiento se pueden categorizar en: métodos de partición, métodos jerárquicos, métodos basados en densidad y métodos basados en cuadrículas. Este trabajo se centrará exclusivamente en el algoritmo de partición *K-means*. Sin embargo, la figura 7 muestra una clasificación de los métodos de análisis de grupos, destacando los algoritmos más representativos (Soni & Patel, 2017).

Figura 2.5

Métodos de agrupamiento Clustering



Nota. Tomado de Soni & Patel (2017).

2.16. Métodos de Partición

Los métodos de partición son algoritmos que tienen como objetivo agrupar datos mediante la optimización de una función objetivo, mejorando de manera iterativa la calidad de las particiones. Se utilizan ampliamente por su simplicidad y facilidad de implementación en comparación con otros métodos de agrupamiento (Aggarwal & Reddy, 2014).

La mayoría de los métodos de partición se basan en la distancia. El criterio para un buen agrupamiento es que los datos dentro de un mismo clúster (grupo) sean lo más similares posible y, al mismo tiempo, diferentes de los de otros clústeres. No obstante, encontrar un óptimo global con este enfoque resulta computacionalmente inviable, ya que implicaría evaluar exhaustivamente todas las posibles agrupaciones. Por ello, se emplean métodos heurísticos simplificados, como *K-means* y *K-medoids*, que permiten encontrar un óptimo local mejorando progresivamente la calidad de las particiones (Han & Kamber, 2012).

2.16.1. Agrupamiento de Datos por *K-means*

El algoritmo *K-means* considera un conjunto de n observaciones que se dividen en k clústeres o grupos. Cada observación se asigna al centroide más cercano, minimizando la distancia entre el punto y el centroide de su respectivo clúster. La distancia más grande entre clústeres se calcula mediante una fórmula estándar de distancia, lo que permite medir la similitud entre los datos. El algoritmo *K-means* es rápido en comparación con otros métodos que emplean algunas de sus variaciones para otros fines.

En este algoritmo, los datos se agrupan en k clústeres definidos por k centroides. La ubicación de los centroides es crucial, ya que, en general, cuanto más alejados estén unos de otros, mejores serán los resultados del agrupamiento. Durante las iteraciones, los puntos de datos, que inicialmente pertenecen a un clúster determinado, son reasignados al centroide más cercano. Este proceso se repite varias veces, recalculando k nuevos centroides en cada iteración, hasta que no sea posible realizar más reasignaciones (Soni & Patel, 2017).

La distancia cuadrática que usa este algoritmo está dada por la siguiente ecuación:

$$d(x, u_x) = \|x - u_x\|^2 \quad (2.8)$$

Donde:

x : Es el vector de coordenadas de datos.

u_x : Es el centroide de un grupo de datos, obtenido del valor medio de los datos.

$d(x, u_x)$: Es la distancia entre el punto x y el centroide u_x .

$\|x - u_x\|^2$: Este símbolo denota la norma euclidiana al cuadrado.

La norma euclidiana al cuadrado, es la suma de los cuadrados de las diferencias de las coordenadas entre el punto de datos x y el centroide u_x .

$$\text{Si } x = (x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \text{ y } u_x = (u_{x1}, u_{x2}, u_{x3}, \dots, u_{xn})$$

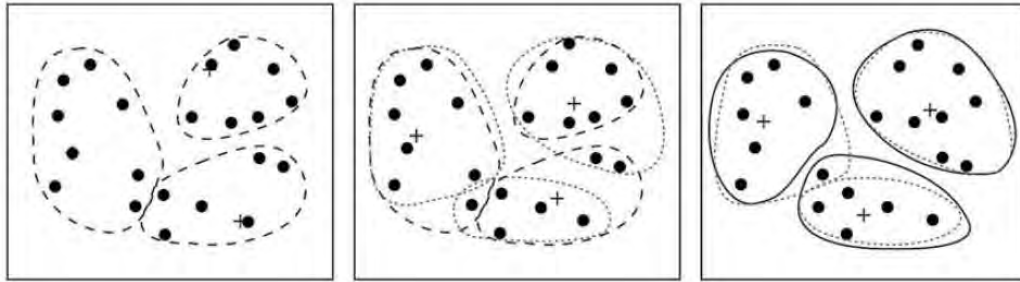
entonces la norma euclidiana al cuadrado se expresa como:

$$\|x - u_x\|^2 = \sum_{i=1}^n (x_i - u_{xi})^2 \quad (2.9)$$

Esto implica que estamos sumando las diferencias cuadradas entre las coordenadas correspondientes de x y u_x , lo que mide cuán lejos está el punto x de su centroide.

Figura 2.6

Desarrollo del algoritmo K-means: partición inicial, iteración y agrupación final



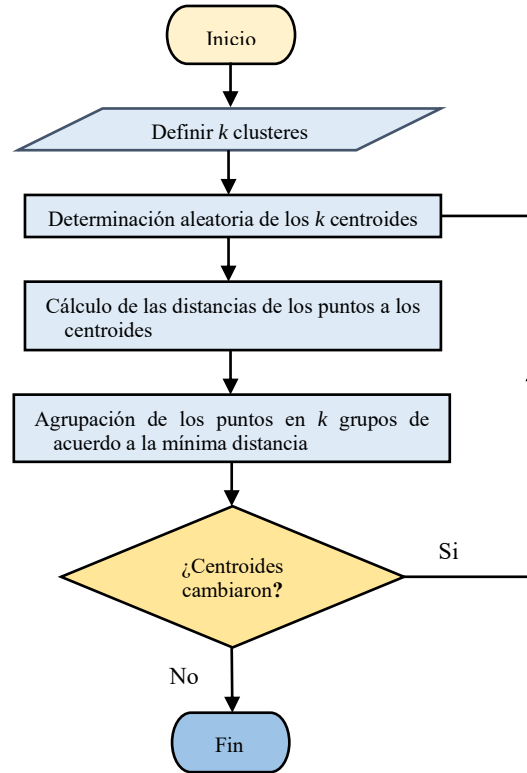
Nota. Tomado de Han & Kamber (2012).

El algoritmo *K-means* sigue los pasos descritos a continuación:

1. Se seleccionan los centroides iniciales, tomando k puntos de manera arbitraria.
2. Se calculan las distancias de los puntos del conjunto de datos a los centroides.
Posteriormente, cada punto se asigna al centroide más cercano, formándose así k grupos.
3. Se recalculan los k centroides a partir de los valores medios de los puntos asignados a cada grupo. Como resultado, algunos puntos pueden quedar más próximos a un nuevo centroide y, en consecuencia, ser reasignados a otro grupo.
4. Se repiten los dos pasos anteriores hasta que ningún punto cambie de clúster o hasta alcanzar un criterio de convergencia que indique una variación mínima entre iteraciones consecutivas.

Figura 2.7

Diagrama de flujo del algoritmo K-means



Nota. Elaboración propia.

La función objetivo del algoritmo *K-means* consiste en minimizar la suma cuadrática de errores (SSE, siglas en inglés). expresada de la siguiente forma:

(Aggarwal & Reddy, 2014).

$$SSE(C) = \sum_{k=1}^K \sum_{x_i \in C_k} \|x_i - c_k\|^2 \quad (2.10)$$

El centroide de cada grupo se actualiza en cada iteración con la siguiente expresión:

$$c_k = \frac{1}{|C_k|} \sum_{x_i \in C_k} x_i \quad (2.11)$$

Donde:

$SSE(C)$: Suma cuadrática de errores de las distancias de los puntos y sus centroides.

c_k : Es el centroide del cluster k .

x_i : Dato o coordenada i -ésima de los elementos que pertenecen a un clúster.

K : Es el número total de clústeres en los que deseas agrupar los datos.

C_k : Es el número de puntos en el clúster k .

2.16.2. Métodos para la ubicación de Subestaciones de Distribución

Tabla 2.1

Métodos para la ubicación de Subestaciones de Distribución

Método	Descripción	Ventajas	Limitaciones
Centro de carga	Determina un punto central ponderado según la demanda eléctrica.	Fácil aplicación y bajo costo computacional.	No considera restricciones geográficas ni agrupamientos naturales de usuarios.
Programación matemática	Utiliza modelos de optimización para minimizar costos o pérdidas.	Permite obtener soluciones óptimas bajo determinadas restricciones.	Requiere gran cantidad de datos y formulaciones complejas.
Algoritmos genéticos y metaheurísticos	Emplean procesos de búsqueda iterativa para encontrar ubicaciones óptimas.	Capacidad para resolver problemas complejos y multiobjetivo.	Mayor tiempo computacional y parametrización especializada.
Sistemas de Información Geográfica (SIG)	Integran variables espaciales para la selección de ubicaciones.	Permiten visualizar y analizar información territorial.	Requieren información geográfica detallada y criterios adicionales de decisión.
Técnicas de conglomerados (K-Means)	Agrupar usuarios según su proximidad espacial.	Identifican centros representativos de carga, reducen distancias y facilitan la ubicación de transformadores.	Requieren definir previamente el número de grupos.

Nota. Elaboración propia.

2.17. Teoría de Grafos Aplicada a Sistemas Eléctricos

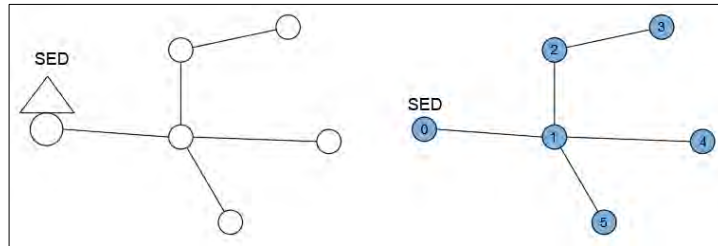
La teoría de grafos es una herramienta matemática esencial para representar estructuras de red, siendo ampliamente utilizada en ingeniería eléctrica para modelar sistemas de distribución de energía. Representar una red como un grafo permite aplicar algoritmos de búsqueda y optimización que contribuyen a mejorar la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico (West, 2002).

En el caso de un sistema de distribución eléctrica, el grafo lo forman:

- Nodos: suministros eléctricos, postes o puntos de carga.
- Aristas: las conexiones viales o tramos de línea.
- Pesos: las distancias, impedancias o costos de cada tramo.

Figura 2.8

Representación de una red eléctrica en grafo



Nota. Elaboración propia.

2.17.1. Concepto de Grafo

Un grafo G se define como un par ordenado conformado por un conjunto de vértices $V(G)$ y un conjunto de arcos $A(G)$, es decir:

$$G = (V, A) \quad (2.12)$$

Los arcos se representan mediante pares ordenados (v_i, v_j) , los cuales indican los vértices de inicio y fin de cada conexión (West, 2002).

2.17.2. Propiedades Relevantes de un Grafo

En el análisis de sistemas eléctricos, resultan útiles las siguientes propiedades:

- Orden del grafo: número de vértices o nodos de la red.
- Grado de un vértice: cantidad de aristas que inciden en un vértice.
- Conectividad: Un grafo conectado es aquel en el que existe al menos una trayectoria entre cualquier par de nodos (West, 2002).

2.17.3. Representación de un Grafo

Un grafo, ya sea dirigido o no dirigido, puede representarse principalmente mediante dos formas: la matriz de adyacencia y la lista de adyacencias. Desde el punto de vista computacional, la lista de adyacencias es generalmente más eficiente, ya que reduce el consumo de memoria y acelera los procesos de búsqueda y recorrido, especialmente en grafos dispersos (West, 2002).

2.18. Matrices de Adyacencia e Incidencia

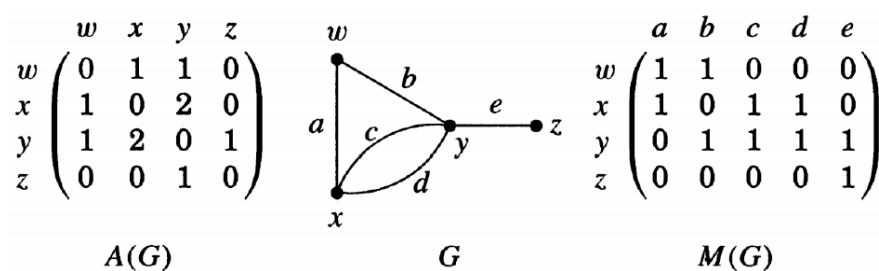
Matriz de adyacencia: Es una matriz cuadrada de orden $n \times n$, simétrica, denotada como $A(G)$. Cada elemento a_{ij} representa el número de arcos que conectan los vértices v_i y v_j .

Matriz de incidencia: Representado como $M(G)$, es una matriz de dimensión $n \times m$, donde cada elemento m_{ij} indica la relación entre el vértice v_i y la arista e_j .

Si la arista e_j incide en el vértice v_i , entonces $m_{ij}=1$; en caso contrario, $m_{ij}=0$. Una arista es incidente a un vértice si conecta o confluye en él (West, 2002).

Figura 2.9

Matriz de adyacencia e incidencia de un grafo G



Nota. Tomado de West (2002).

2.19. Lista de Adyacencias

Sea un grafo con n vértices, la lista de adyacencias del nodo i , será la lista que indique todos los vértices adyacentes a dicho nodo. Por ejemplo, para el grafo G mostrado en la figura 11, su representación mediante lista de adyacencias sería:

$$G = [w: x, y; x: w, y; y: x, w; z: y] \quad (2.13)$$

(West, 2002).

2.20. Ruta Más Corta

Es el camino más corto que existe entre dos nodos específicos de un grafo, que permite determinar trayectorias mínimas de conexión, ya sea entre un nodo de carga y una subestación o entre diferentes puntos de la red (Needham & Hodler, 2019).

2.21. Algoritmo de Dijkstra

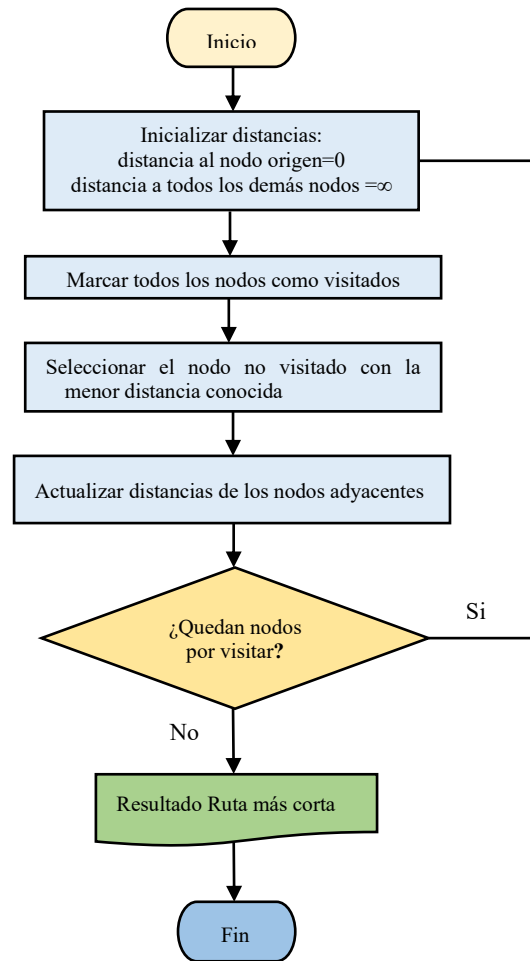
El algoritmo de Dijkstra se utiliza para encontrar la ruta mínima entre un nodo de origen y todos los demás nodos en un grafo ponderado (Bing & Lai, 2022).

Desarrollo del algoritmo de Dijkstra:

1. Se asigna una distancia inicial igual a 0 al nodo origen y distancia infinita a los demás nodos. Además, se crea un conjunto de nodos no visitados.
2. Entre los nodos no visitados, se selecciona aquel con la menor distancia provisional (al inicio, será siempre el nodo origen).
3. Para cada nodo vecino del nodo actual, se calcula la distancia desde el origen pasando por el nodo. Si esta nueva distancia es menor que la distancia registrada previamente para el vecino, se actualiza con el nuevo valor.
4. Una vez evaluados todos sus vecinos, el nodo actual se marca como visitado y se elimina del conjunto de nodos no visitados.
5. Se repiten los pasos 2 a 4 hasta que todos los nodos hayan sido visitados o hasta que se haya encontrado la distancia mínima hacia un nodo de destino específico.
6. Finalmente, el algoritmo determina la ruta más corta desde el nodo origen hacia todos los demás nodos de la red, junto con sus distancias asociadas.

Figura 2.10

Diagrama de flujo del algoritmo Dijkstra



Nota. Elaboración propia.

2.22. Algoritmo de Evolución Diferencial (Differential Evolution, DE)

Es un método de optimización estocástica (aleatorio) ampliamente utilizado para resolver problemas no lineales, multimodales y con muchas variables. Se basa en principios evolutivos similares a los algoritmos genéticos, pero con un enfoque más sencillo y eficiente para explorar el espacio de búsqueda.

El algoritmo trabaja con una población de soluciones (vectores candidatos), que se van mejorando iterativamente mediante mutación, recombinación y selección, con el propósito de minimizar o maximizar una función objetivo (Das & Suganthan, 2011).

2.23. Optimización Matemática

La optimización matemática es una herramienta fundamental en la ingeniería eléctrica para encontrar la mejor solución posible a un problema, donde se busca maximizar la eficiencia, minimizar los costos o reducir las pérdidas en los sistemas eléctricos (Taha, 2017).

2.23.1. Función Objetivo

La función objetivo representa el criterio a optimizar en un problema de planificación eléctrica. Puede ser:

a) Minimizar

Si el objetivo es reducir costos, pérdidas eléctricas, longitudes de red, caídas de tensión u otras magnitudes desfavorables:

$$\min Z = \sum_{i=1}^n C_i(x_i) \quad (2.14)$$

Donde:

Z : Es el valor total a minimizar (por ejemplo, costo total).

C_i : Es el costo asociado a la decisión x_i .

x_i : Es la variable de decisión, que puede representar una acción a tomar (ejemplo, la instalación de un transformador, conectar una carga, etc.).

n : Es el número total de decisiones posibles.

b) Maximizar

Si el objetivo es incrementar algún beneficio, como la eficiencia, la cobertura eléctrica o la confiabilidad:

$$\max R = \sum_{j=1}^m E_j(y_j) \quad (2.15)$$

Donde:

R : Es el beneficio total a maximizar.

E_j : Es el valor del beneficio aportado por la decisión y_j .

y_j : Es una variable de decisión (por ejemplo, asignación de un nodo eficiente).

m : Es el número total de alternativas.

2.23.2. Restricciones

Las restricciones delimitan el conjunto de soluciones factibles a un problema. Estas condiciones se establecen en función de criterios técnicos, normativos y físicos.

CAPÍTULO III

3. DETERMINACIÓN DE LAS ZONAS DE INFLUENCIA EN EL SECTOR HUATTAMPAMPA

3.1. Introducción

El presente capítulo tiene como finalidad determinar las zonas de influencia en el sector Huattampampa, ubicado en el distrito de Santiago, con el propósito de optimizar la localización de subestaciones de distribución mediante la aplicación de técnicas de conglomerados combinados. Este sector presenta características geográficas particulares propias de la zona. Estas condiciones hacen necesario un análisis riguroso que permita identificar con precisión las áreas que influyen directamente en el objetivo del estudio.

El enfoque propuesto no solo busca mejorar la planificación y operación de las subestaciones, sino también plantea una propuesta orientada al desarrollo sostenible, contextualizada a las necesidades del entorno local. En consecuencia, se pretende contribuir al crecimiento equilibrado y al bienestar de los habitantes del sector Huattampampa.

3.2. Descripción Cartográfica de la Zona de Estudio

La zona de estudio correspondiente al sector Huattampampa comprende un total de 375 lotes, distribuidos en un entorno geográfico con una altitud promedio de aproximadamente 3500 m.s.n.m. Esta área se encuentra delimitada por cuatro vértices principales, cuyas coordenadas UTM se detallan en la tabla 3.1:

Tabla 3.1

Coordenadas UTM del sector Huattampampa

Vértice	Coordenada Este (E)	Coordenada Norte (N)	Zona UTM
V1	175917.33	8499806.51	19L
V2	176575.61	8499806.51	19L
V3	176575.61	8499249.21	19L
V4	175917.33	8499249.21	19L

Nota. Delimitación del área de estudio. Datos extraídos del plano de Lotizacion del sector Huattampampa (Auto CAD).

Figura 3.1

Delimitación en Coordenadas UTM del sector Huattampampa



Nota. Plano de Lotización del sector Huattampampa (Auto CAD).

3.3. Ubicación de los Suministros del Sector de Estudio

El sector Huattampampa está conformado por 375 lotes, los cuales representan los puntos de demanda eléctrica considerados en este estudio. La ubicación de cada suministro ha sido determinada a partir del plano de lotización en AutoCAD, permitiendo su georreferenciación y posterior análisis mediante técnicas de agrupamiento. Esta distribución espacial constituye la base para una planificación eficiente del sistema de distribución eléctrica.

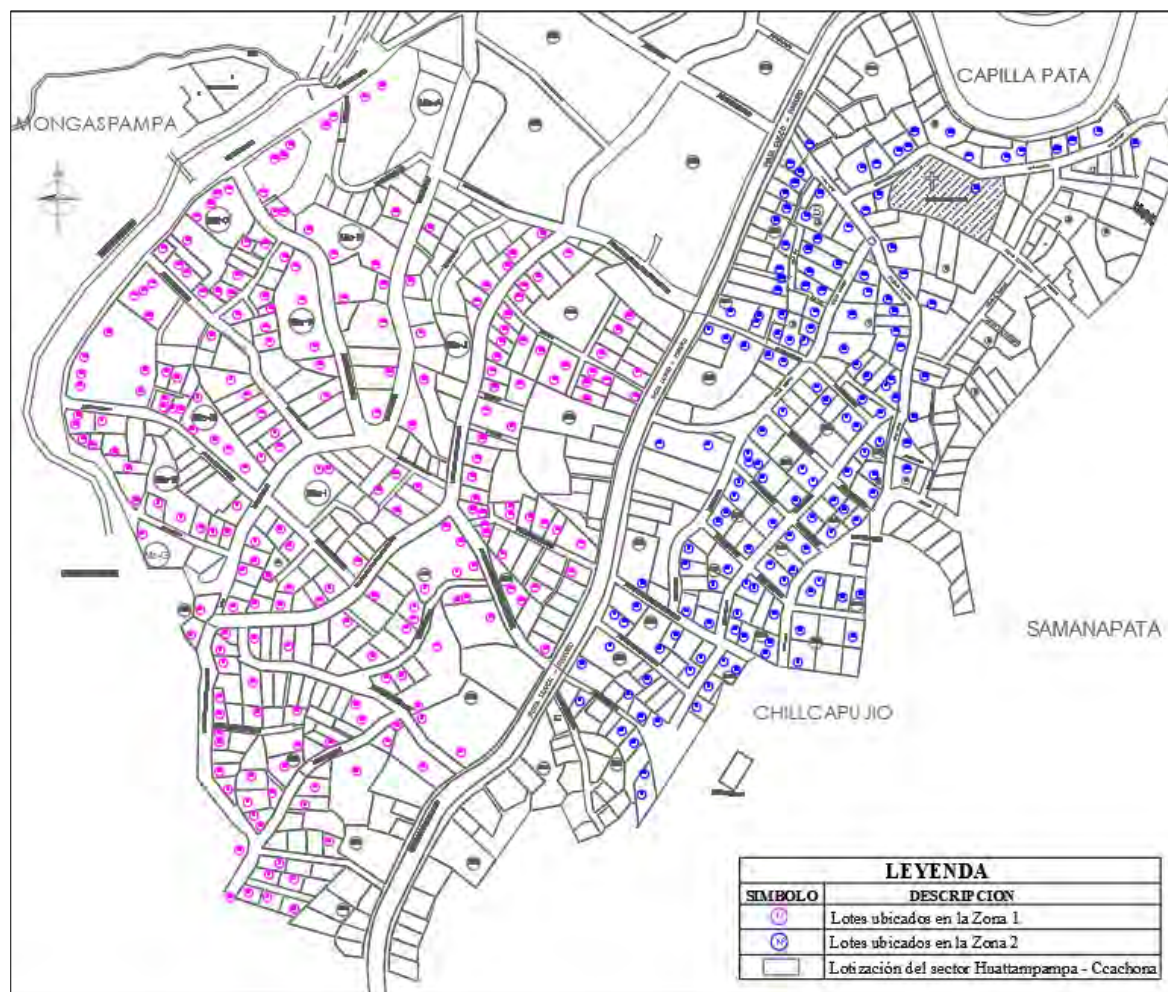
3.4. División del Sector Huattampampa en Zonas de Influencia

Con el fin de delimitar el área de estudio, se plantea una división del sector Huattampampa en dos zonas de influencia claramente definidas. Esta segmentación tiene como objetivo facilitar un análisis más preciso y manejable, permitiendo una recolección de datos más eficiente y la aplicación adecuada de técnicas analíticas específicas.

Asimismo, dicha división posibilitará la instalación estratégica de dos transformadores, uno en cada zona, lo cual optimizará la distribución de la energía eléctrica y mejorará las condiciones de monitoreo y mantenimiento de la infraestructura. Esta estrategia contribuirá a una comprensión más detallada de las variables presentes en cada zona, favoreciendo la obtención de resultados sólidos y fundamentados.

Figura 3.2

División del sector Huattampampa en zonas de influencia 1 y 2



Nota. Zona 1: lotes de color Magenta y Zona 2: lotes de color azul.

3.4.1. Justificación de la Zonificación Propuesta

La división del sector Huattampampa en dos zonas de influencia se fundamenta en la distribución espacial de los lotes y en la necesidad de optimizar la ubicación de los transformadores de distribución. Esta zonificación permite agrupar usuarios geográficamente cercanos, reduciendo las distancias entre los centros de transformación y los puntos de consumo.

Asimismo, la conformación de dos zonas favorece una distribución más equilibrada de la demanda eléctrica, evitando la concentración excesiva de carga en un único transformador.

Esta condición contribuye a mejorar el desempeño técnico de la red y facilita futuras ampliaciones del sistema de distribución.

Entre las principales ventajas de la zonificación propuesta se encuentran:

- Reducción de las longitudes de las redes secundarias, disminuyendo los costos de instalación y mantenimiento.
- Disminución de las pérdidas técnicas por efecto Joule debido a menores recorridos de los conductores.
- Mejora de los niveles de tensión en los usuarios finales al reducir las caídas de tensión.
- Distribución más equilibrada de la carga eléctrica entre transformadores.
- Mayor facilidad para las labores de operación, supervisión y mantenimiento del sistema.
- Posibilidad de ampliar el sistema de distribución en cada zona de manera independiente ante futuros incrementos de demanda.
- Mayor confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, al evitar la dependencia de un único transformador para todo el sector.

Por lo tanto, la zonificación adoptada constituye una alternativa técnica adecuada para la aplicación de técnicas de conglomerados y para la determinación de ubicaciones óptimas de los transformadores de distribución en el sector Huattampampa.

Tal como se muestra en la figura 3.2, la Zona 1 está conformada por 223 lotes o usuarios, abarcando una mayor extensión territorial y, posiblemente, una mayor densidad de población. En cambio, la Zona 2 incluirá 152 lotes, caracterizándose por una menor densidad y una composición más homogénea en cuanto al tipo de usuarios y demandas energéticas. La delimitación de ambas zonas se fundamenta en criterios geográficos, demográficos y funcionales, con el propósito de lograr un equilibrio representativo del sector en estudio.

3.5. Cálculo de la Máxima Demanda de los Suministros

La máxima demanda se calcula como la suma de las demandas individuales de todos los dispositivos o luminarias conectados simultáneamente. Para este caso de estudio, se distinguen dos tipos de servicio:

a). Servicio particular: Se aplica un factor de simultaneidad de 0.5, lo que implica que se considera que solo la mitad de los dispositivos están en uso máximo al mismo tiempo y una calificación eléctrica de 1000W/lote de acuerdo con lo establecido en la Resolución Directoral N° 015-2004-EM/DGE con características de una zona urbana con media y baja densidad de carga.

b). Alumbrado público: Se emplea un factor de simultaneidad de 1, indicando que todas las luminarias de alumbrado público podrían estar encendidas al mismo tiempo.

Para calcular la demanda máxima total, se multiplicará la potencia de cada tipo de carga por la cantidad de dispositivos y el factor de simultaneidad correspondiente:

Para el servicio particular:

$$DM_{sp} = 1000W \times \text{cantidad de usuarios} \times f.s. \quad (3.1)$$

Para el servicio de Alumbrado Público con luminarias LED de 55W:

$$DM_{AP} = P_{LED} \times \text{Nro. de Luminarias} \times f.s. \quad (3.2)$$

Donde:

DM_{sp} : Es la demanda máxima del servicio particular.

DM_{AP} : Es la demanda máxima del servicio de Alumbrado Público.

$f.s.$: Es el factor de simultaneidad, igual a 0.5 para servicio particular e igual a 1 para alumbrado público.

A partir de las ecuaciones (3.1) y (3.2) se obtienen las tablas 3.2 y 3.3 de demanda máxima correspondientes a las zonas 1 y 2.

Tabla 3.2*Máxima demanda de la zona 1*

Descripción	Usuarios y/o cantidad	Potencia (kW)	f.s.	Total (kW)	Potencia Normalizado
Servicio particular	223	1.00	0.50	111.50	160 kVA
Cargas Especiales	-	-	-	-	
Alumbrado Público	119	0.055	1.00	6.54	
Sub total (kW)				118.04	
Pérdidas por dist. 3%				3.54	
Total (kW)				121.58	
Total (kVA)				135.09	

Nota. Cálculo de la Demanda Máxima de la Zona 1.**Tabla 3.3***Máxima demanda de la zona 2*

Descripción	Usuarios y/o cantidad	Potencia (kW)	f.s.	Total (kW)	Potencia Normalizado
Servicio Particular	152	1.00	0.50	76.00	100 kVA
Cargas Especiales	-	-	-	-	
Alumbrado Público	92	0.055	1.00	5.06	
Sub total (kW)				81.06	
Pérdidas por dist. 3%				2.43	
Total (kW)				83.49	
Total (kVA)				92.77	

Nota. Cálculo de la Demanda Máxima de la Zona 2.

De las tablas anteriores 3.2 y 3.3 se puede observar que para la Zona 1 se calcula una demanda de 135.09 kVA, mientras que para la Zona 2 es de 92.77 kVA. Se considera el uso de transformadores normalizados de 160 kVA y 100 kVA, respectivamente, para satisfacer estas demandas específicas de cada zona.

CAPÍTULO IV

4. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA BASADA EN LA TÉCNICA DE CONGLOMERADOS COMBINADOS

4.1. Introducción

En el presente capítulo se desarrolla una metodología basada en la técnica de conglomerados combinados, considerada una herramienta fundamental para optimizar la planificación y localización de infraestructuras eléctricas en áreas geográficamente complejas y diversas. Esta técnica permite agrupar y analizar datos georreferenciados, facilitando la identificación de patrones que inciden directamente en el desempeño del sistema eléctrico.

La propuesta metodológica comprende diversas etapas, que incluyen la recopilación y procesamiento de información, así como la aplicación de algoritmos de agrupamiento capaces de segmentar el área de estudio en conglomerados homogéneos. Cada conglomerado representa una zona con características similares, lo que permite fundamentar decisiones técnicas sobre la ubicación óptima de subestaciones de distribución, el trazado de redes eléctricas y la evaluación de variables críticas, como la caída de tensión y las pérdidas de energía.

Para la determinación de las rutas mínimas entre los nodos de demanda y las subestaciones, se implementa el algoritmo de Dijkstra, lo que permite optimizar el diseño de la red de distribución y minimizar las distancias eléctricas. Esta estrategia contribuye significativamente a mejorar la eficiencia operativa y la confiabilidad del sistema.

En las secciones siguientes se describen detalladamente los pasos de implementación de la metodología, incluyendo la selección de variables, la elección del algoritmo de agrupamiento más adecuado y la validación técnica de los resultados obtenidos.

4.2. Análisis de la Metodología

La metodología propuesta busca determinar la ubicación óptima de subestaciones de distribución dentro de una red urbana, mediante un enfoque basado en la concentración de la demanda eléctrica.

Esta metodología se estructura en tres fases principales: el agrupamiento de suministros eléctricos, la estimación inicial de ubicación mediante algoritmos de clasificación y la optimización final considerando restricciones técnicas.

Para reflejar las condiciones reales del entorno, se emplean distancias geográficas derivadas de la red vial, utilizando teoría de grafos, lo cual mejora la precisión del modelo frente a métodos que emplean distancias euclidianas.

El modelo también incorpora restricciones técnicas, tales como el radio de cobertura máxima, capacidad del transformador, pérdidas técnicas en el sistema, caída de tensión y capacidad del conductor, las cuales se integran en un modelo matemático que guía el proceso de optimización.

Finalmente, toda la implementación se desarrolla en Python, aprovechando sus capacidades para el manejo de datos espaciales, algoritmos de optimización y visualización de resultados.

4.3. Agrupación de suministros eléctricos

4.3.1. Planificación Inicial y Consideraciones Geográficas

La implementación de esta primera etapa resulta fundamental para el éxito de la metodología propuesta. Al tratarse de una planificación que parte desde cero, los únicos datos disponibles son la demanda eléctrica de los suministros y su ubicación georreferenciada en el plano cartesiano. Las coordenadas UTM de cada usuario pueden obtenerse a partir de diversas fuentes, como Google Earth o sistemas de información geográfica (SIG).

Sin embargo, disponer únicamente de la ubicación espacial de los usuarios no es suficiente para una planificación eficiente. Basarse exclusivamente en la distancia euclidiana puede conducir a conclusiones engañosas, dado que algunos usuarios que aparentan estar próximos entre sí podrían estar separados por barreras físicas, como quebradas, muros o, en este caso, la red vial. Estas limitaciones impiden una conexión directa y afectan el trazo de la red de distribución.

Con el objetivo de integrar estas limitaciones físicas en el análisis, se ha optado por representar la red vial mediante un grafo. Esta representación permite identificar con mayor precisión la estructura de conexiones entre calles y accesos, facilitando el estudio de las rutas posibles y de las restricciones presentes en el área de influencia. A través del uso de la teoría de grafos, es posible modelar eficientemente las interconexiones viales, lo cual resulta esencial para un diseño urbano adecuado y para la implementación de soluciones técnicas óptimas en la distribución eléctrica.

Para representar la red vial se emplea un grafo:

$$G = (V, A) \quad (4.1)$$

Donde:

V: Conjunto de vértices que representan los nodos de carga y de la red vial.

A: Conjunto de aristas que representan las conexiones posibles entre nodos.

La longitud de cada arista se calcula como:

$$w_{i,j} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \quad (4.2)$$

Donde:

$w_{i,j}$: Peso o longitud de la arista que conecta el nodo i con el nodo j .

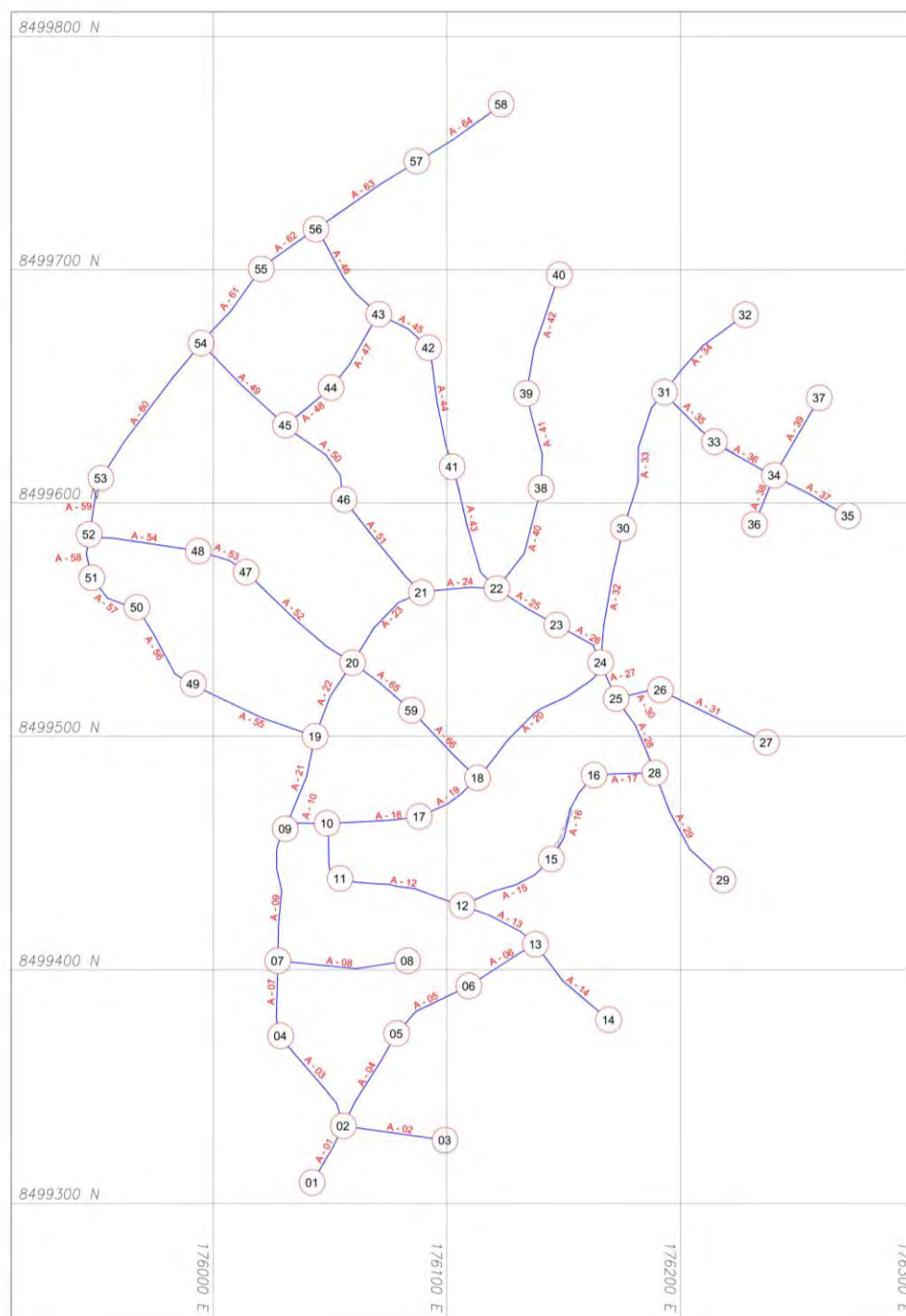
x_i, y_i : Coordenadas UTM del nodo i .

x_j, y_j : Coordenadas UTM del nodo j .

Finalmente, cada usuario se asigna al nodo más cercano de la red vial representada en el grafo, conformando agrupamientos técnicamente viables que respetan la estructura vial y optimizan la planificación de la red de distribución.

Figura 4.1

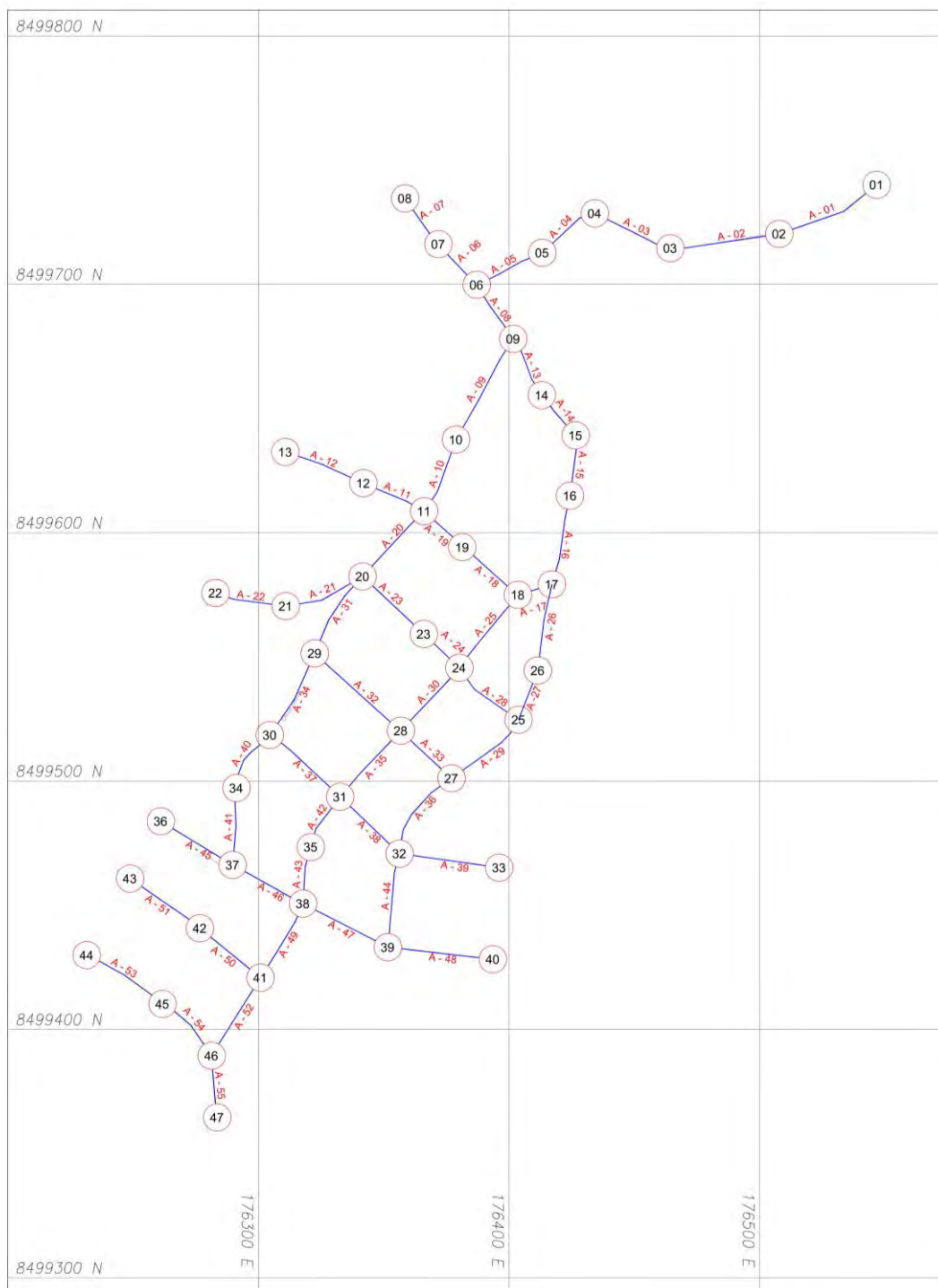
Representación del sistema vial mediante grafos de la zona 1



Nota. Elaboración propia a partir del plano vial de la zona de estudio (Auto CAD).

Figura 4.2

Representación del sistema vial mediante grafos de la zona 2



Nota. Elaboración propia a partir del plano vial de la zona de estudio (Auto CAD).

Las representaciones gráficas expuestas permiten identificar con precisión los vértices y aristas que conforman cada grafo, junto con sus respectivas coordenadas UTM y las demandas asociadas a cada nodo. Esta información se detalla en las Tablas presentadas en el Apéndice C, donde se describe la estructura topológica de cada zona.

4.4. Ubicación Inicial de las Subestaciones de Distribución mediante Agrupamiento

K-means

En esta etapa, se determinó la ubicación preliminar de las subestaciones de distribución mediante la aplicación del algoritmo de agrupamiento *K-means*. Esta técnica permite identificar un centroide geográfico representativo para cada zona, en función de la distribución espacial de los nodos pertenecientes a la red vial, sin considerar aún la demanda de los usuarios.

Matemáticamente, el cálculo del centroide para cada clúster k se expresa como:

$$C_k = \frac{1}{n_k} \sum_{i \in k} X_i \quad (4.3)$$

Donde:

C_k : Coordenada del centroide del cluster k .

n_k : Numero de nodos pertenecientes al cluster k .

$X_i = (x_i, y_i)$: Coordenadas UTM del nodo i .

El objetivo del algoritmo *K-means* es minimizar la suma de los cuadrados de las distancias entre cada nodo y su respectivo centroide:

$$S_c = \sum_{n=1}^k \|x_i - C_k\|^2 \quad (4.4)$$

Donde:

S_c : Suma cuadrática de las distancias de los nodos (usuarios) al centroide.

n : Numero de clusteres o grupos.

x_i : Es la posición enésima del nodo.

C_k : Posición del centroide.

Para el desarrollo del análisis, se emplearon las coordenadas UTM (Este y Norte) de cada nodo de carga, las cuales fueron extraídas del grafo general del área de estudio. Cada nodo fue previamente identificado mediante un número único, lo que facilitó su organización y representación durante el proceso de agrupamiento.

El resultado de esta agrupación preliminar proporcionó una primera aproximación a la ubicación de las subestaciones, sirviendo como punto de partida para los siguientes procesos de validación técnica y optimización.

A continuación, se presenta el código empleado para este proceso. Cabe precisar que la única diferencia entre ambos casos radica en el archivo de entrada utilizado, el cual contiene los nodos correspondientes a cada zona.

Figura 4.3

Código en Python para la agrupación y cálculo del centroide mediante K-means

```
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
from sklearn.cluster import KMeans

# === 1. Cargar datos ===
df_nodos = pd.read_excel('nodos_carga_z1.xlsx')

# === 2. Extraer coordenadas UTM ===
nodos_utm = df_nodos[['Este (X)', 'Norte (Y)']].to_numpy()
ids_nodos = df_nodos['Nodo'].to_numpy()

# === 3. Aplicación del algoritmo K-Means ===
K = 1 # Número de clústeres deseado
kmeans = KMeans(n_clusters=K, random_state=42)
labels = kmeans.fit_predict(nodos_utm)
centroides = kmeans.cluster_centers_

# === 3.1. Imprimir coordenadas de los centroides ===
print("\n Coordenadas de los centroides (UTM):")
for i, c in enumerate(centroides):
    print(f"Centroide {i+1}: Este (X) = {c[0]:.2f}, Norte (Y) = {c[1]:.2f}")

# === 4. Visualización de los resultados ===
for i, centroide in enumerate(centroides):
    plt.scatter(centroide[0], centroide[1], marker='X', color='blue', s=100,
    label=f'Centroide {i+1}')

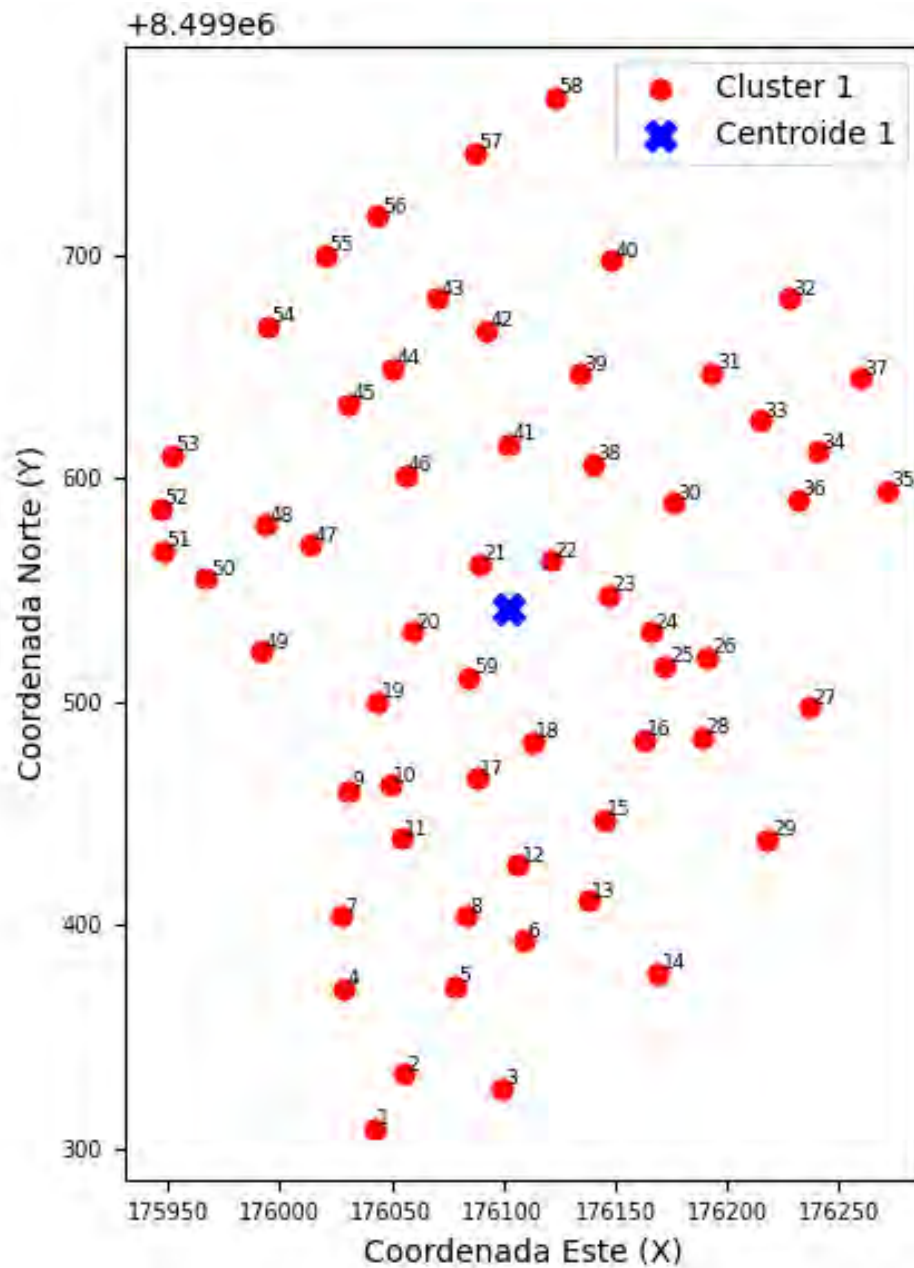
plt.title('Zona 1: Agrupamiento de nodos mediante K-Means', fontsize=10,
fontweight='bold')
plt.xlabel('Coordenada Este (X)')
plt.ylabel('Coordenada Norte (Y)')
plt.legend()
plt.gca().set_aspect('equal', adjustable='box')
plt.xticks(fontsize=7)
plt.yticks(fontsize=7)
plt.show()
```

Nota. Elaboración propia.

A partir de la ejecución del código se generaron las gráficas correspondientes a cada zona, en las cuales se representa la distribución espacial de los nodos de carga y el centroide identificado por el algoritmo *K-means*, el cual constituye la ubicación preliminar de la subestación de distribución. Las representaciones obtenidas se muestran en las figuras 4.4 y 4.5.

Figura 4.4

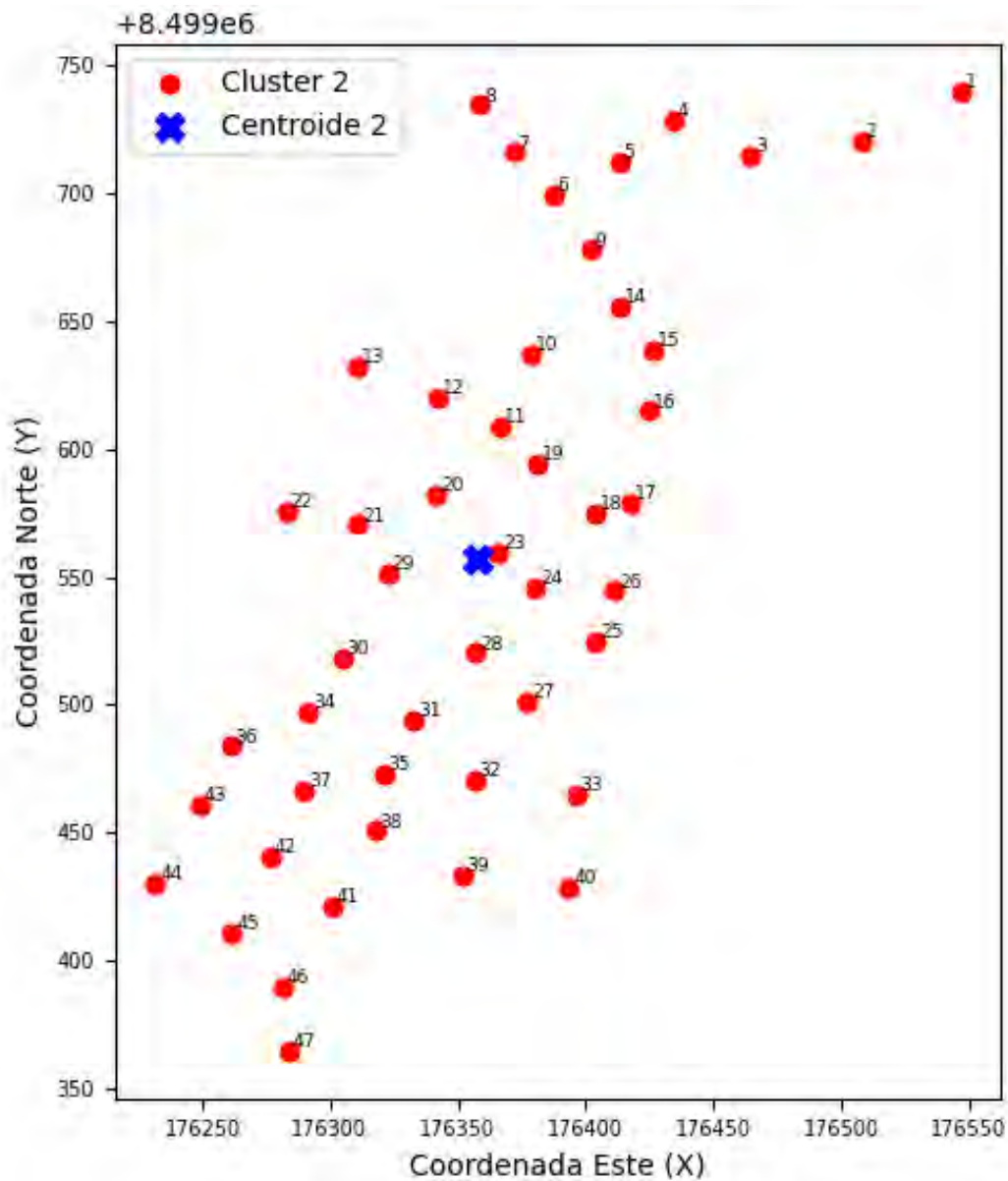
Agrupamiento de nodos de la zona 1 mediante el algoritmo K-means



Nota. Elaboración propia utilizando Python. En la figura se observa el conglomerado de la Zona 1 y su respectivo centroide.

Figura 4.5

Agrupamiento de nodos de la zona 2 mediante el algoritmo K-means



Nota. Elaboración propia utilizando Python. La figura muestra el conglomerado de la Zona 2 y su respectivo centroide.

Tabla 4.1

Coordenadas de los centroides para la zona 1 y zona 2

Centroide Zona 1		Centroide Zona 2	
X'	Y'	X'	Y'
176102.06	8499541.64	176357.50	8499556.89

Nota. Elaboración propia a partir de los resultados del algoritmo K-means.

Los centroides obtenidos constituyen una aproximación inicial, la cual posteriormente se ajusta con criterios técnicos y mediante la optimización formal descrita en las siguientes secciones.

4.5. Optimización Mediante el Concepto de Conglomerados Combinados

Para optimizar la ubicación de una subestación de distribución utilizando el concepto de conglomerados combinados en una red representada mediante un grafo, se aplica una técnica de agrupamiento que aprovecha las propiedades topológicas de dicha red. El procedimiento seguido se detalla a continuación:

1. **Representación de vértices y aristas:** Las redes de distribución correspondientes a la Zona 1 y Zona 2 se modelan como grafos no dirigidos, definidos por un conjunto de vértices V y aristas A . Cada vértice v_i está asociado una demanda eléctrica P_i .
2. **Agrupación de vértices y aristas:** Mediante la metodología de conglomerados combinados, se busca agrupar los vértices en conglomerados, de tal manera que en cada uno de ellos se determine una ubicación óptima para la subestación de distribución. Para ello, se asigna cada vértice al conglomerado más cercano, considerando las distancias dentro del grafo.
3. **Iteración de agrupamiento:** Una vez conformados los conglomerados iniciales, se recalcula el centroide de cada conglomerado. Posteriormente, se reasignan los vértices al conglomerado cuyo centroide se encuentre más próximo, según la métrica de distancia definida en el grafo. Este proceso se repite iterativamente hasta que las asignaciones de vértices se estabilicen.
4. **Minimización del costo total anual del sistema:** Una vez definidos los conglomerados, se procede a determinar la ubicación óptima de la SED en cada uno de ellos. Para este fin, se minimiza el costo total anual del sistema (C_{total}).

Este enfoque permite identificar un punto de equilibrio económico y técnico para la instalación de la SED, integrando en un solo criterio el costo fijo de instalación de la subestación, los costos de inversión en conductores y el costo equivalente de las pérdidas técnicas. Minimizar esta función implica reducir los gastos asociados al tendido eléctrico, disminuir las pérdidas por efecto Joule y mejorar la eficiencia y confiabilidad del sistema de distribución.

Cabe resaltar que, además de la función objetivo, el modelo incluye restricciones técnicas, las cuales se desarrollan en la sección correspondiente al modelo matemático.

4.6. Modelo Matemático de Optimización Según la Función Objetivo

El objetivo principal del modelo es determinar la ubicación óptima de las subestaciones de distribución en el área de estudio, mediante la minimización del Costo Total anual del Sistema (C_{total}), sujeto a un conjunto de restricciones técnicas.

4.6.1. Función objetivo

$$\min C_{total} = C_{SED} + \sum_{j=1}^n (C_{cond} * L_j) + \sum_{j=1}^n (P_{pot\ j} * h_{anual} * C_{energía}) \quad (4.5)$$

Donde:

C_{total} : Costo total anual del sistema (S/.).

C_{SED} : Costo fijo de instalar una subestación (S/.).

C_{cond} : Costo unitario de instalación del conductor (S/. /m).

L_j : Longitud del tramo j (m).

$P_{pot\ j}$: Pérdidas de potencia en el circuito j (kW).

h_{anual} : Horas equivalente de operación anual (8760 h).

$C_{energía}$: Costo de energía eléctrica (S/. /kW.h).

n : Número de tramos de la red.

El objetivo es minimizar el costo total del sistema al año, considerando los costos de inversión en materiales, montaje e instalación, así como los costos asociados a las pérdidas técnicas de energía.

4.6.2. Restricciones Técnicas del Modelo

El modelo de optimización considera las siguientes restricciones técnicas, fundamentadas en criterios normativos y operacionales:

a) Restricción de Radio de cobertura Máxima:

$$d(v_i, v_k) \leq 350 \text{ m}, \quad \forall i \in C_k \quad (4.6)$$

Donde:

$d(v_i, v_k)$: Distancia entre el nodo i y el transformador ubicado en el centroide del conglomerado k .

C_k : Conjunto de nodos asignados al transformador k .

Esta restricción garantiza que ningún nodo (usuario) se ubique a más de 350 metros de su transformador asignado. Dicho límite se establece con base en criterios técnicos de diseño de redes de baja tensión (380/220 V), en los cuales se busca mantener la caída de tensión total dentro del 5 % permitido y asegurar una operación eficiente del sistema. En consecuencia, los 350 m representan una distancia operativa máxima realista, especialmente considerando la distribución progresiva de cargas del área de estudio (véase Apéndice D).

b) Restricción de Capacidad del Transformador

Esta condición garantiza que la carga asignada a cada transformador se mantenga dentro de un rango de operación seguro, promoviendo su eficiencia y evitando la sobrecarga:

Zona 1 (Transformador de 160 kVA):

$$75 \text{ kVA} \leq \sum_{i \in C_k} S_i \leq 250 \text{ kVA} \quad (4.7)$$

Zona 2 (Transformador de 100 kVA):

$$50 \text{ kVA} \leq \sum_{i \in C_k} S_i \leq 160 \text{ kVA} \quad (4.8)$$

Donde:

S_i : Demanda eléctrica aparente del nodo i (kVA).

C_k : Conjunto de nodos (usuarios) asignados al transformador k .

El valor mínimo de carga garantiza un uso eficiente del transformador, mientras que el límite máximo evita la operación en sobrecarga y, con ello, la reducción de la vida media del transformador, de acuerdo con la norma IEC 60076-7 (2018).

c) Restricción de Pérdidas Técnicas en los Conductores

$$\frac{P_{cond}}{P_{act}} * 100 \leq 3\% \quad (4.9)$$

$$P_{cond} = \sum_{i=1}^n I_i^2 * R_i \quad (4.10)$$

Donde:

P_{cond} : Pérdidas totales en conductores de toda la red (W).

P_{act} : Potencia activa total suministrada al sistema (W).

I_i : Corriente que circula por el tramo i (A).

R_i : Resistencia eléctrica del tramo i (Ω).

n : Número de tramos de la red.

De acuerdo con literatura de la NTCSE, las pérdidas técnicas deben mantenerse en niveles mínimos. En concordancia con ello, ELSE emplea un valor referencial del 3 % para sub sistemas de distribución, el cual se adopta en este estudio como restricción técnica para garantizar la eficiencia energética del sistema.

d) Restricción de Caída de Tensión Máxima

$$\Delta V = k \cdot L_i \cdot P \leq 5\% \cdot V_{nom} \quad (4.11)$$

Donde:

ΔV : caída de tensión en voltios.

L_i : distancia entre el transformador y el nodo i , en metros.

P : demanda eléctrica del nodo i , en kW.

V_{nom} : tensión nominal del sistema.

k : Coeficiente calculado para conductores de aluminio:

$k = 0.001678$ para sección de 35 mm².

Esta restricción garantiza que la caída de tensión no exceda el $\pm 5\%$ de la tensión nominal en zonas urbanas, en concordancia con lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

e) Restricción de Capacidad de Corriente del Conductor

$$I_{tramo} \leq I_{m\acute{a}x} \quad (4.12)$$

Donde:

I_{tramo} : Corriente que circula por cada tramo del alimentador.

$I_{m\acute{a}x}$: Corriente máxima admisible del conductor.

Esta condición evita que los conductores operen por encima de su límite térmico, lo que podría comprometer su integridad y seguridad operativa. Para conductores autoportantes de aluminio de 35 mm², el límite se establece en 141 A a una Temperatura de 30°C, según especificaciones técnicas del catálogo del fabricante INDECO.

4.6.3. Metodología

4.6.3.1. Agrupamiento

La primera etapa del proceso consiste en agrupar a los usuarios en torno a posibles ubicaciones de transformadores. Para ello, se emplean como datos de entrada las coordenadas UTM de cada nodo (usuarios) y la demanda eléctrica individual P_i (kW).

El algoritmo de agrupamiento se desarrolló considerando las restricciones técnicas previamente establecidas en el modelo matemático (ecuaciones 4.6 al 4.12). Estas restricciones garantizan que la distancia máxima de cobertura, la capacidad nominal del transformador, las pérdidas técnicas, la caída de tensión y la capacidad de corriente de los conductores se mantengan dentro de los límites operativos permitidos.

De esta manera, los conglomerados formados resultan técnica y económicamente viables, asegurando que cada grupo pueda ser abastecido por un solo transformador sin superar los parámetros establecidos.

4.6.3.2. Cálculo de la Ubicación Óptima del Transformador

Una vez definidos los conglomerados, se determina la ubicación óptima del transformador para cada uno de ellos. Esta ubicación se selecciona de entre los nodos del conglomerado, eligiendo aquel que minimiza el costo total anual del sistema (C_{total}), de acuerdo con la ecuación (4.5).

Asimismo, se verifica el cumplimiento de todas las restricciones técnicas; en caso de que no se cumplan, se aplica una penalización y se procede a reajustar la ubicación del transformador hasta lograr una solución factible.

4.6.3.3. Validación Técnica del Diseño

Para garantizar la factibilidad del diseño, se verificó el cumplimiento de las restricciones técnicas establecidas en el modelo matemático (ecuaciones 4.6 al 4.12). En este proceso se comprobó que las distancias desde la subestación hasta los nodos no superaran el radio de cobertura máximo, que la demanda total estuviera dentro del rango de capacidad del transformador, y que tanto la caída de tensión, las pérdidas técnicas como la corriente por tramo se mantuvieran dentro de los límites permitidos por la normativa.

4.7. Implementación del pseudocódigo en Python

El algoritmo de optimización fue implementado en Python, utilizando como base las coordenadas UTM de los nodos (usuarios). La función objetivo es minimizar el costo total anual del sistema (C_{total}), garantizando el cumplimiento de las restricciones técnicas establecidas en el modelo (Véase Apéndice E).

4.7.1. Algoritmo de Dijkstra para rutas mínimas

La red vial se modela como un grafo, donde los nodos representan puntos de demanda de los usuarios y las aristas, las conexiones físicas. Para determinar las rutas mínimas desde la subestación hacia cada nodo de carga, se empleó el algoritmo de Dijkstra. El procedimiento de actualización de distancias se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$d_j = \min(d_j, d_i + w_{ij}) \quad (4.13)$$

Donde:

d_j : Distancia mínima acumulada hasta el nodo j , desde el nodo origen.

d_i : Distancia mínima acumulada hasta el nodo i .

w_{ij} : Peso o longitud de la arista que conecta los nodos i y j .

Este criterio garantiza la selección de la ruta más corta en cada iteración, hasta cubrir todos los nodos del grafo.

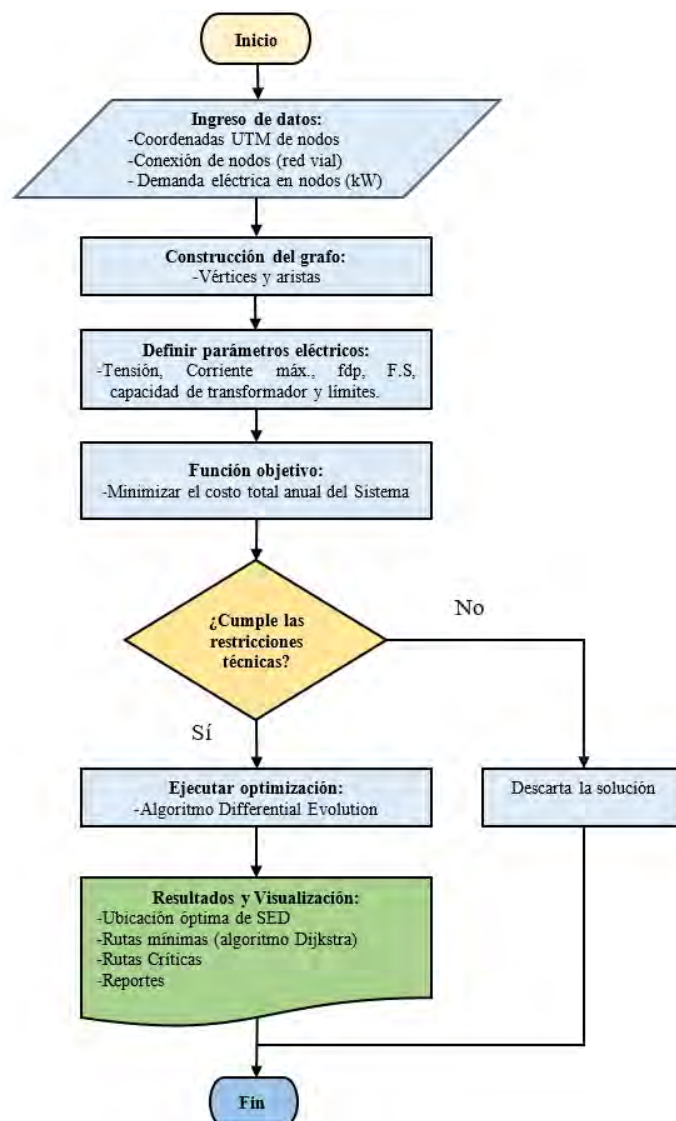
4.7.2. Evaluación de restricciones técnicas y optimización

En cada iteración se calcularon la caída de tensión, la corriente por tramo, las pérdidas y la potencia total asignada al transformador. Las soluciones que incumplieron restricciones técnicas fueron penalizadas.

La optimización se realiza mediante el algoritmo `differential_evolution` de la biblioteca `scipy.optimize`, dentro de un área limitada por las coordenadas de los nodos. El programa genera visualizaciones gráficas de rutas mínimas y críticas y reportes .txt.

Figura 4.6

Diagrama de flujo de la metodología planteada (conglomerados combinados)



Nota. Elaboración propia.

4.8. Descripción del Código

4.8.1. Importación de bibliotecas

```
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import networkx as nx
from scipy.optimize import differential_evolution
```

Se importan las bibliotecas necesarias para el procesamiento numérico (`numpy`), manejo de datos (`pandas`), visualización (`matplotlib`), modelado de grafos (`networkx`) y optimización (`scipy.optimize`).

4.8.2. Carga de datos desde Excel

```
Nombre_zona = 'zX'
df_nodos = pd.read_excel('nodos_carga_{nombre_zona}.xlsx')
df_aristas = pd.read_excel('conexiones_{nombre_zona}.xlsx')
```

Se leen los datos de entrada que contienen la información de los nodos (usuarios) y de las conexiones (tramos) desde archivos en formato `.xlsx`.

4.8.3. Procesamiento de datos

```
ids_nodos = df_nodos['Nodo'].to_numpy()
nodos_utm = df_nodos[['Este (X)', 'Norte (Y)']].to_numpy()
pot_monofasica = df_nodos['Demanda monofásica (kW)'].fillna(0).to_numpy()
pot_trifasica = df_nodos['Demanda trifásica (kW)'].fillna(0).to_numpy()
pot_alumbrado = df_nodos['Demanda alumbrado (kW)'].fillna(0).to_numpy()
indice_nodo = {nodo: idx for idx, nodo in enumerate(ids_nodos)}
```

Se extraen las coordenadas UTM y las demandas por tipo de carga. También se crea un índice para localizar rápidamente los datos de cada nodo.

4.8.4. Construcción del grafo

```
G = nx.Graph()
for id_, pos_ in zip(ids_nodos, nodos_utm): G.add_node(id_, pos=pos_)
for _, fila in df_aristas.iterrows():
    a, b = int(fila['Nodo A']), int(fila['Nodo B'])
    if a in G.nodes and b in G.nodes:
        G.add_edge(a, b, weight=fila['Distancia (m)'])
```

Se construye un grafo no dirigido donde los nodos representan usuarios y las aristas representan los tramos entre ellos. Las distancias se asignan como peso para el cálculo de rutas mínimas.

4.8.5. Definición de parámetros eléctricos

```
V_LL, V_FN = 380, 220
fp = 0.9
fs_mono, fs_trif, fs_alumb = 0.5, 0.9, 1.0
I_max = 141
distancia_max = 350
resistividad_al = 0.000032
cos_phi = np.cos(np.arccos(fp))
sin_phi = np.sin(np.arccos(fp))
R_trif = resistividad_al * 1000 / 35
R_mono = (resistividad_al / 35 + resistividad_al / 25) * 1000
X_km = 0.0004 * 1000
...
```

Se definen constantes eléctricas: tensiones, factor de potencia, resistividades y coeficientes para el cálculo de caídas de tensión y pérdidas.

4.8.6. Función objetivo de optimización

```
def funcion_ubicacion(coord_trafo):
    dist_coord = np.linalg.norm(nodos_utm - coord_trafo, axis=1)
    nodo_trafo = ids_nodos[np.argmin(dist_coord)]
    ...
    return costo_total
```

Esta función calcula el costo total anual del sistema (C_{total}) para una ubicación óptima de la SED y verificación de restricciones.

4.8.7. Proceso de optimización

```
Resultado = differential_evolution(funcion_objetivo_ubicacion, bounds,...)
```

Se aplica el algoritmo `differential_evolution` para encontrar la mejor ubicación del transformador, buscando minimizar el valor de la función objetivo dentro del área delimitada por los nodos.

4.8.8. Visualización de la ubicación óptima

```
plt.figure(...)
nx.draw_networkx(...)
plt.scatter(...)
plt.title("Grafo de la Zona X con SED óptima")
plt.legend()
plt.axis('off')
plt.gca().set_aspect('equal', adjustable='box')
plt.show()
```

Se genera un gráfico de la red de distribución con la ubicación óptima de la subestación representada como un marcador rojo. La red se visualiza con nodos, etiquetas y aristas.

4.8.9. Generación de rutas mínimas

```
with open("rutas_minimas.txt", "w", encoding='utf-8') as f:
    for nodo in ids_nodos:
        ...
```

Se dibujan las rutas mínimas desde la subestación hacia cada nodo. Las rutas se escriben en un archivo de texto, indicando el recorrido y la distancia total de cada una.

4.8.10. Identificación de rutas críticas

```
nodos_criticos = sorted(cargas_globales, key=cargas_globales.get,
                        reverse=True)[:3]
...
with open("rutas_criticas.txt", "w", encoding='utf-8') as f:
    for i, nodo in enumerate(nodos_criticos):
        ...
```

Se identifican los tres nodos con mayor costo total anual. Las rutas hacia estos nodos se consideran críticas.

Este código desarrollado en Python permite determinar la ubicación óptima de una subestación de distribución, minimizando el costo total anual del sistema (C_{total}). Utiliza el algoritmo de optimización *differential evolution* para buscar la mejor ubicación de la subestación, evaluando en cada iteración las rutas mínimas, caídas de tensión, corrientes y pérdidas técnicas.

La red de distribución se modela como un grafo, donde los nodos representan usuarios y las aristas los tramos de conexión. A partir de esta estructura, se calcula la distancia desde cada nodo hasta la subestación y se verifica el cumplimiento de las restricciones técnicas.

4.9. Resultados del proceso de optimización

Se implementó un algoritmo de optimización en Python con el propósito de determinar la ubicación óptima de las subestaciones de distribución dentro del área de estudio. Mediante un enfoque basado en costos, el código permitió calcular las coordenadas que minimizan el costo total anual del sistema (véase Apéndice F).

De manera general, la ubicación óptima de la SED se expresa como:

$$(X, Y) = \arg \min C_{total}(x, y) \quad (4.14)$$

Donde:

(X, Y) : Coordenadas optimas de la subestación de distribución.

$\arg \min$: Operador que indica los valores de (x, y) que minimizan la función objetivo.

$C_{total}(x, y)$: Costo total anual del sistema en función de la ubicación de la subestación.

Los resultados se presentan en la tabla 4.2:

Tabla 4.2

Resultados de la implementación del código para la zona 1 y zona 2

Zona 1		Zona 2	
X ₁	176166.5821	X ₂	176489.0422
Y ₁	8499540.7723	Y ₂	8499553.9837
Iterations	11	Iterations	5

Nota. Elaboración propia.

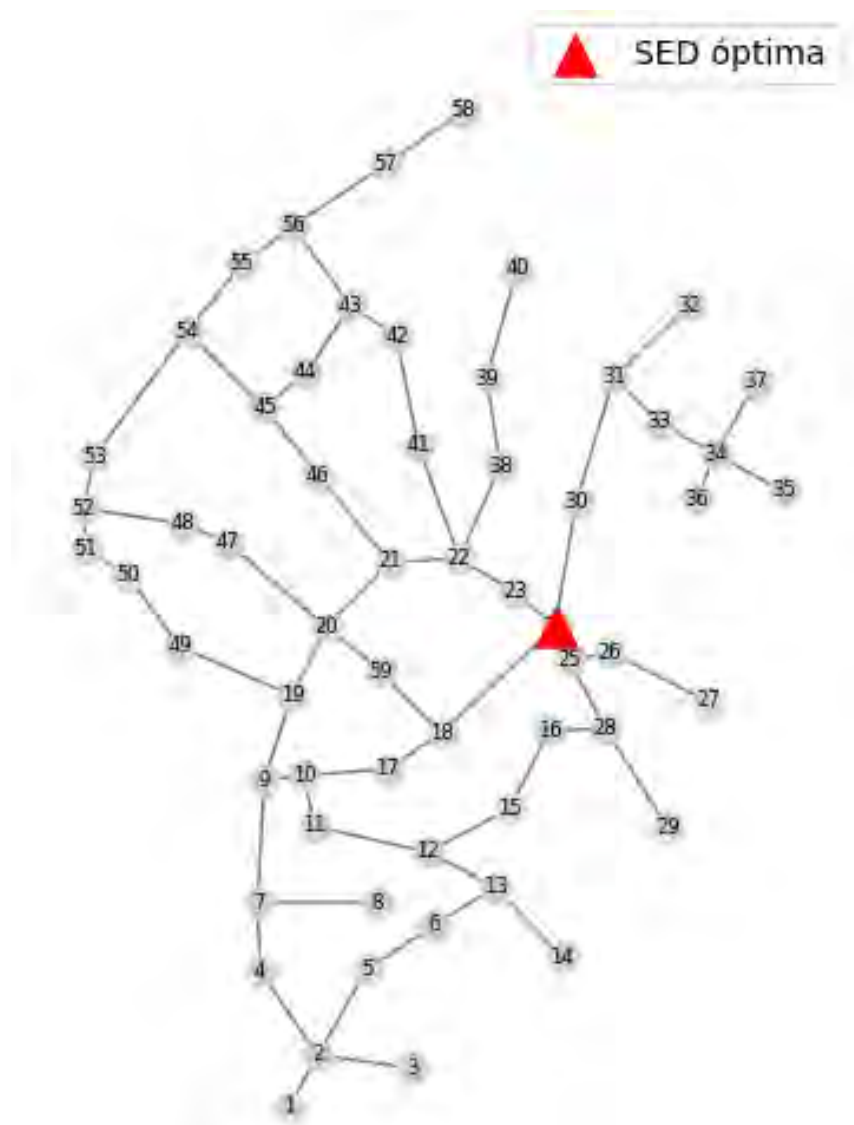
Como resultado del proceso de optimización, se identificaron las coordenadas óptimas para la ubicación de las subestaciones de distribución. En la zona 1, las coordenadas obtenidas fueron $X_1 = 176166.5821$ y $Y_1 = 8499540.7723$, mientras que en la zona 2 se obtuvieron $X_2 = 176489.0422$ y $Y_2 = 8499553.9837$. Estos resultados se lograron tras 11 y 5 iteraciones, respectivamente, lo que refleja un equilibrio económico adecuado y técnico. De esta manera, se optimizó la ubicación de las subestaciones, contribuyendo a una distribución de energía más eficiente y técnicamente confiable.

4.9.1. Ubicaciones óptimas de las subestaciones de distribución Obtenidas por el algoritmo

Las Figuras 4.7 y 4.8 muestran las ubicaciones óptimas de las subestaciones de distribución, determinadas mediante la metodología basada en la técnica de conglomerados combinados. En ambas representaciones se observa la disposición geográfica de los nodos de carga y la ubicación final de la Subestación, obtenida al minimizar el costo total anual del sistema (C_{total}), considerando las restricciones técnicas establecidas.

Figura 4.7

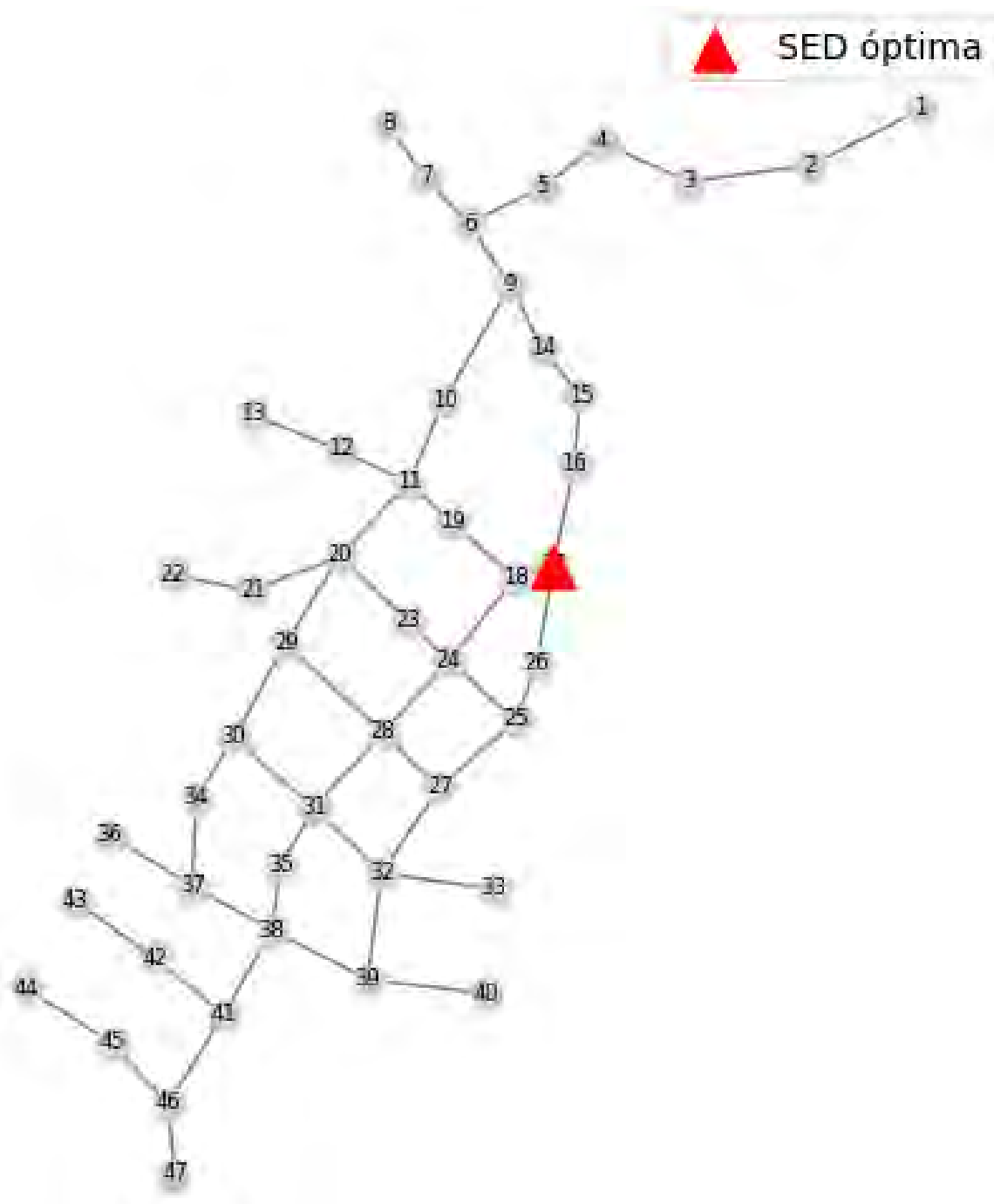
Ubicación óptima de la subestación de distribución - Zona 1



Nota. Elaboración propia a partir del modelo de optimización desarrollo en Python.

Figura 4.8

Ubicación óptima de la subestación de distribución - Zona 2



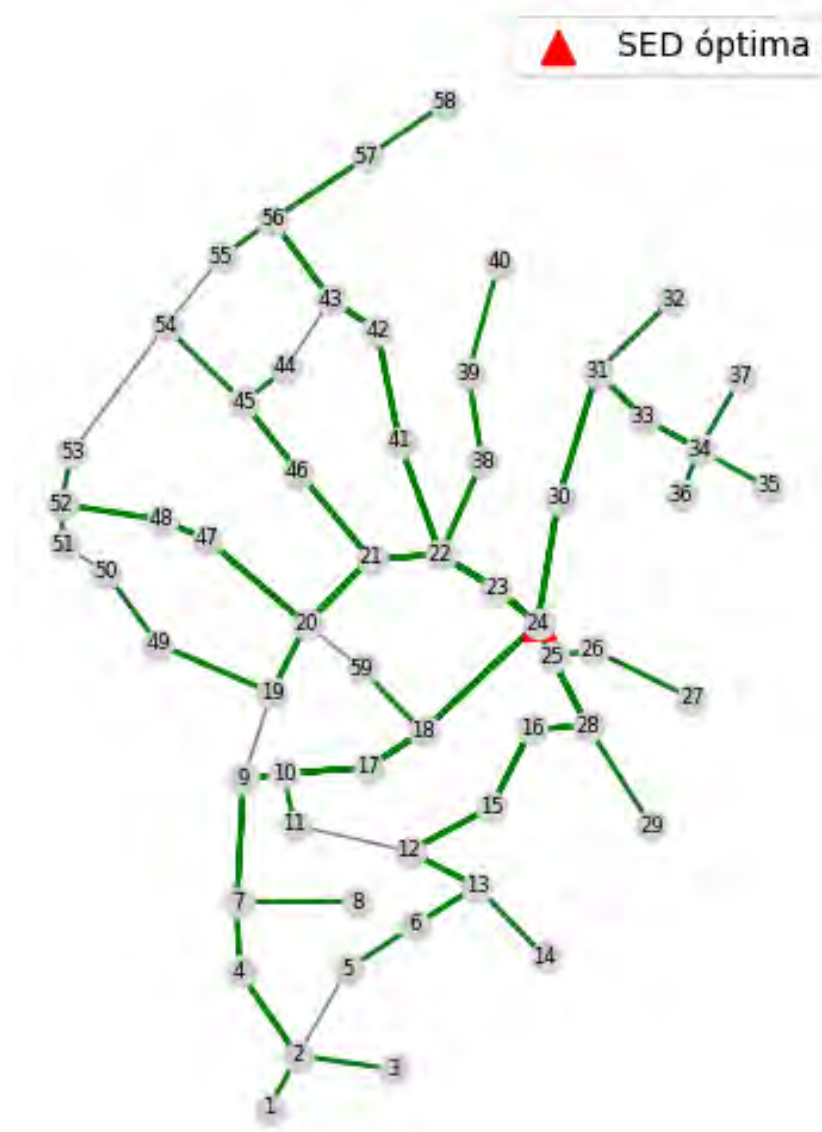
Nota. Elaboración propia a partir del modelo de optimización desarrollo en Python.

4.9.2. Trazado de rutas mínimas desde la subestación de distribución óptima

A partir de la ubicación óptima de la subestación, determinada mediante el proceso de optimización basado en conglomerados combinados, se generaron las rutas mínimas hacia cada nodo de carga empleando algoritmos de grafos. Estas rutas representan los trayectos más cortos entre la subestación y cada nodo (usuarios), y constituyen la base para el diseño eficiente de los circuitos de distribución eléctrica.

Figura 4.9

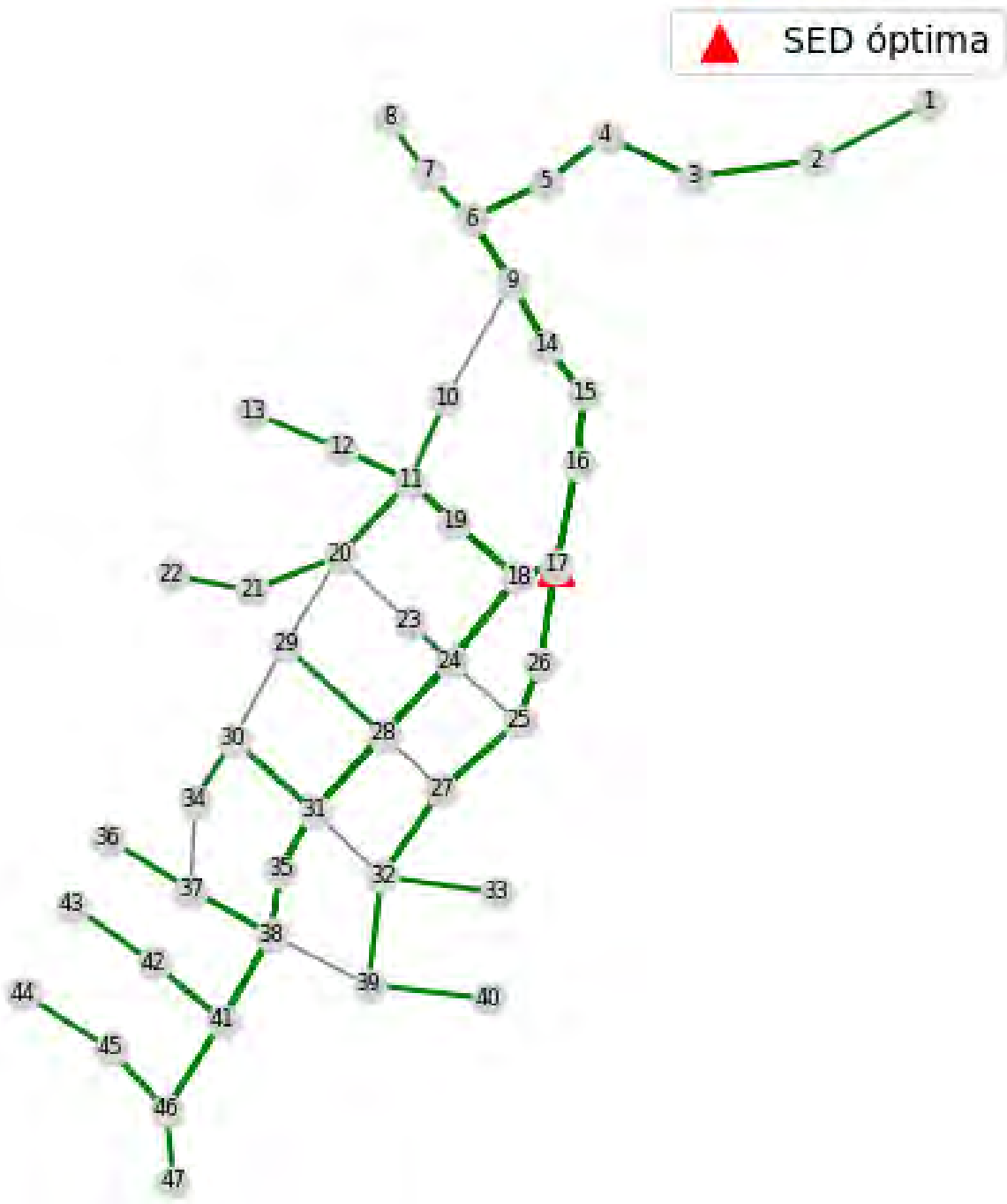
Trazado de rutas mínimas desde la subestación de distribución óptima - Zona 1



Nota. Elaboración propia. Resultado obtenido mediante implementación en Python utilizando algoritmos de grafos.

Figura 4.10

Trazado de rutas mínimas desde la subestación de distribución óptima - Zona 2



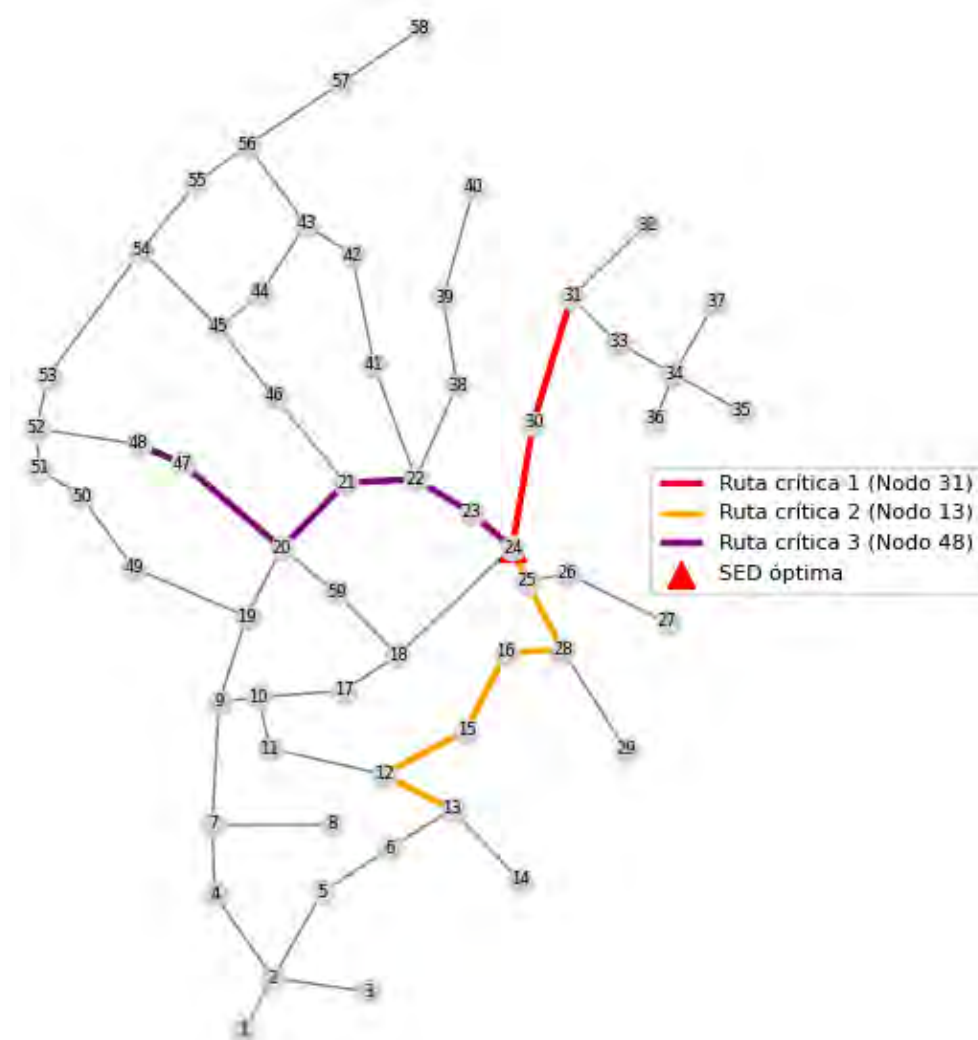
Nota. Elaboración propia. Resultado obtenido mediante implementación en Python utilizando algoritmos de grafos.

4.9.3. Trazado de rutas críticas según el costo total anual

Como parte del análisis técnico posterior a la optimización, se identificaron las rutas críticas que presentan el mayor costo total anual acumulado. Estas rutas permiten evaluar los tramos más exigentes del sistema de distribución propuesto, constituyendo un aspecto fundamental para garantizar el cumplimiento de las restricciones técnicas y la eficiencia de la red.

Figura 4.11

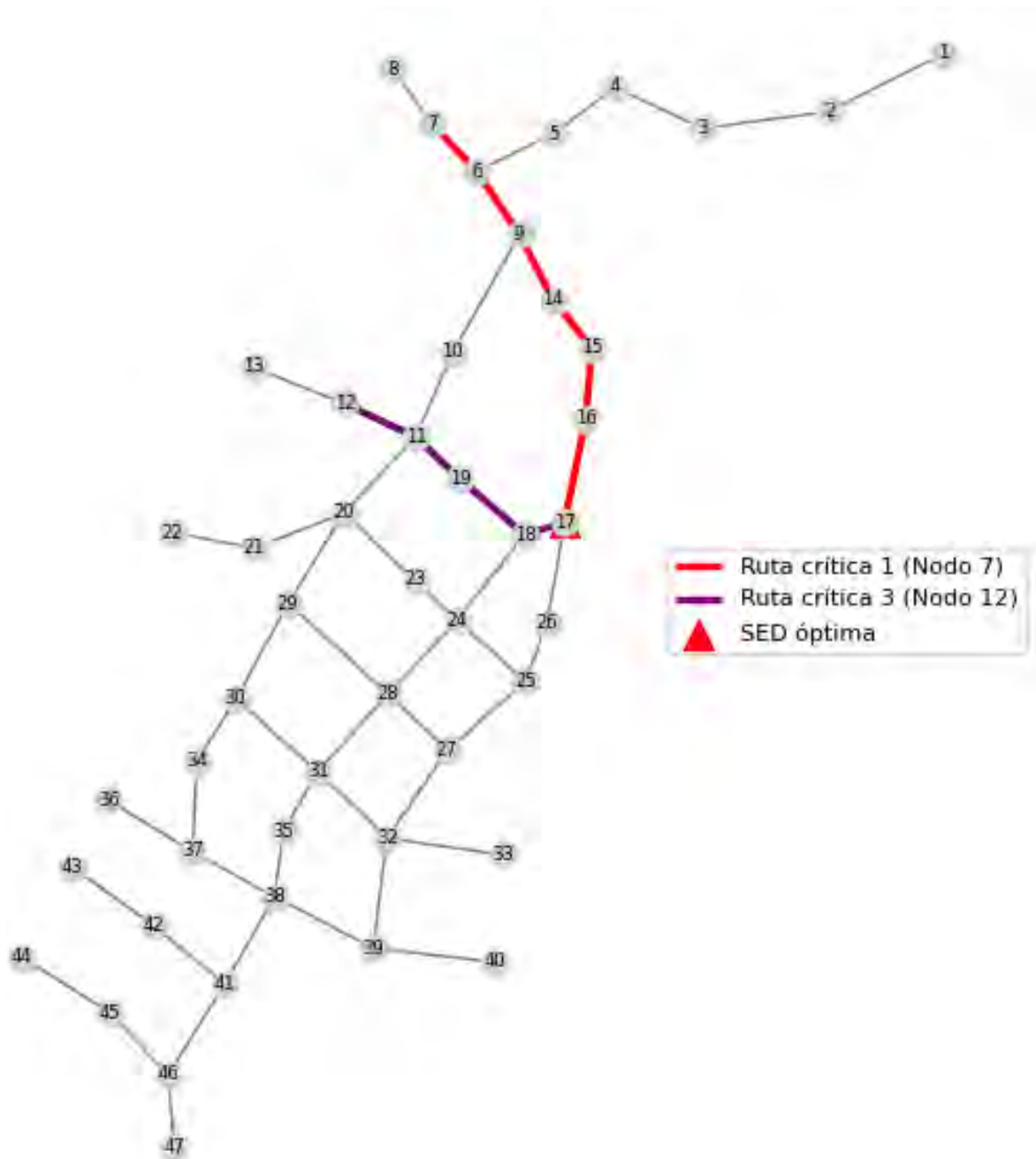
Trazado de rutas críticas con mayor costo total anual - Zona 1



Nota. Elaboración propia. Resultado obtenido mediante la implementación del algoritmo en Python, considerando el cálculo acumulado de los costos totales anuales.

Figura 4.12

Rutas críticas con mayor costo total anual - Zona 2



Nota. Elaboración propia. Resultado obtenido mediante la implementación del algoritmo en Python, considerando el cálculo acumulado de los costos totales anuales.

4.10. Cumplimiento de las restricciones técnicas

El modelo implementado garantiza el cumplimiento integral de los parámetros y restricciones técnicas establecidas. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para cada una de las zonas evaluadas.

Tabla 4.3

Verificación de resultados para la zona 1

RESUMEN DE LA ZONA 1 (223 USUARIOS)	
Ubicación de la SED:	$X_1 = 176166.5821$ $Y_1 = 8499540.7723$
Distancia máxima (m):	339.52 m
Demanda total (kVA):	135.09 kVA
Pérdida total en los conductores (%)	0.16 %
Caída de tensión máxima V (%):	3.31 V (1.50 %)
Corriente máxima (A):	85.02 A
Valor de función objetivo (costo total) S/.	88,923.03 S/. por año

Nota. Elaboración propia.

La subestación ubicada en las coordenadas UTM $X_1 = 176166.5821$, $Y_1 = 8499540.7723$ para la zona 1, cumple los requerimientos técnicos establecidos. La demanda total de 135.09 kVA, se encuentra dentro del rango operativo permitido (75 - 250 kVA). La distancia máxima entre el transformador y el usuario más alejado es de 339.52 m, valor que cumple con el límite de cobertura de 350 m. Las pérdidas en los conductores representan el 0.16 %, encontrándose por debajo de 3% establecido, y la caída de tensión máxima registrada es de 1.50 %, valor que se encuentra por debajo del umbral del 5%. Finalmente, la corriente máxima alcanza 85.02 A, lo cual está por debajo del límite de 141 A.

Tabla 4.4*Verificación de resultados para la zona 2*

RESUMEN DE LA ZONA 2 (152 USUARIOS)	
Ubicación de la SED:	$X_2 = 176489.0422$ $Y_2 = 8499553.9837$
Distancia máxima (m):	309.40 m
Demanda total(kVA):	92.77 kVA
Pérdida total en conductores (%)	0.11 %
Caída de tensión máxima (V - %):	2.56 V (1.17 %)
Corriente máxima (A):	70.71 A
Valor de la función objetivo (costo total) S/.	69,035.68 S/. por año

Nota. Elaboración propia.

La subestación ubicada en las coordenadas UTM $X_2 = 176489.0422$, $Y_2 = 8499553.9837$, correspondiente a la zona 2, también cumple con los parámetros técnicos establecidos. La demanda total asciende a 92.77 kVA, valor que se encuentra dentro del rango operativo permitido (50 - 160 kVA). La distancia máxima registrada es de 309.40 m, por debajo del límite de 350 m. La pérdida total en conductores registrada es de 0.11 %, encontrándose por debajo del 3 %. Asimismo, la caída de tensión máxima es de 1.17 %, valor inferior al umbral del 5%. Finalmente, la corriente máxima alcanza 70.71 A, manteniéndose por debajo del límite de 141 A.

En resumen, los resultados obtenidos muestran que las distancias, demandas, pérdidas, caídas de tensión y corrientes máximas se encuentran dentro de los límites técnicos permitidos, lo que valida el diseño propuesto para la ubicación óptima de las subestaciones de distribución en el área de estudio.

4.11. Comparación entre el sistema convencional y el sistema propuesto

Tabla 4.5

Comparación entre el sistema convencional y el sistema propuesto

Criterio técnico	Sistema convencional	Sistema propuesto
Ubicación de las SED	Basada en criterios convencionales de diseño y validada mediante DIRED CAD	Optimizada mediante técnicas de conglomerados combinados considerando restricciones técnicas
Método de diseño	Diseño convencional de la red de distribución	Modelado computacional basado en teoría de grafos y algoritmos de optimización
Agrupamiento de suministros	No emplea técnicas específicas de agrupamiento	Agrupamiento mediante el algoritmo K-means considerando proximidad y demanda
Optimización de rutas	No optimiza las rutas de forma global	Determina rutas mínimas mediante el algoritmo de Dijkstra
Caída de tensión	Presenta mayores caídas de tensión en comparación con el sistema propuesto	Reduce la caída de tensión mediante la ubicación óptima de las SED
Pérdidas de energía	Mayores pérdidas por mayores distancias eléctricas	Reduce las pérdidas técnicas mediante la optimización de la red
Cargabilidad de transformadores	Puede presentar sobrecarga o subutilización	Mejora la distribución de la carga entre las SED
Herramienta utilizada	DIRED CAD	Python con algoritmos K-means, teoría de grafos y optimización matemática
Función objetivo	No utiliza una función objetivo explícita	Minimiza el costo total anual sujeto a restricciones técnicas
Evaluación	Basada en criterios técnicos convencionales	Basada en indicadores cuantitativos de caída de tensión, pérdidas, cargabilidad y costo

Nota. Elaboración propia.

CAPÍTULO V

5. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

5.1. *Introducción*

En el presente capítulo se realiza un análisis comparativo entre el método tradicional empleado por los proyectistas, que consiste en ubicar el transformador en el centro de carga geométrico, y la metodología propuesta basada en técnicas de conglomerados combinados. Para este fin, se ha empleado el software especializado DIREC CAD, el cual permite evaluar de manera precisa las caídas de tensión y las pérdidas de energía en la red de distribución.

El objetivo de esta comparación es analizar el impacto de cada enfoque sobre la eficiencia del sistema eléctrico, identificando cuál de ellos ofrece mejores resultados en términos de precisión técnica y rendimiento energético. Este análisis busca destacar las ventajas de la metodología propuesta, proporcionando criterios claros para la selección del método más adecuado, según las condiciones del entorno y los requerimientos del proyecto.

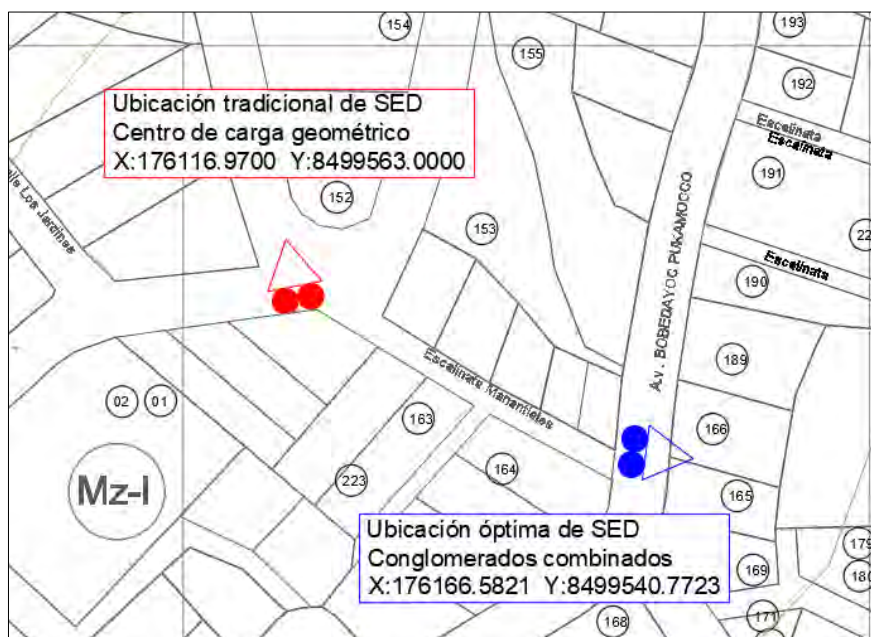
5.2. *Ubicación de las Subestaciones de Distribución*

Una vez aplicado el método de conglomerados combinados para determinar la ubicación óptima de las subestaciones de distribución, y conociendo también el centro de carga geométrico, como tradicionalmente se elaboran los proyectos eléctricos, se presentan las ubicaciones propuestas de los transformadores tanto para la Zona 1 como para la Zona 2 en las figuras 5.1 y 5.2, respectivamente.

Para esta comparación se ha utilizado un plano de Red Secundaria proyectado correspondiente al área de estudio, aprobado por la Oficina de Proyectos Especiales de Electro Sur Este (**véase Anexo B**). Este enfoque permite establecer una comparación directa entre ambas metodologías, facilitando la evaluación de sus efectos en términos de caídas de tensión y pérdidas eléctricas en el sistema.

Figura 5.1

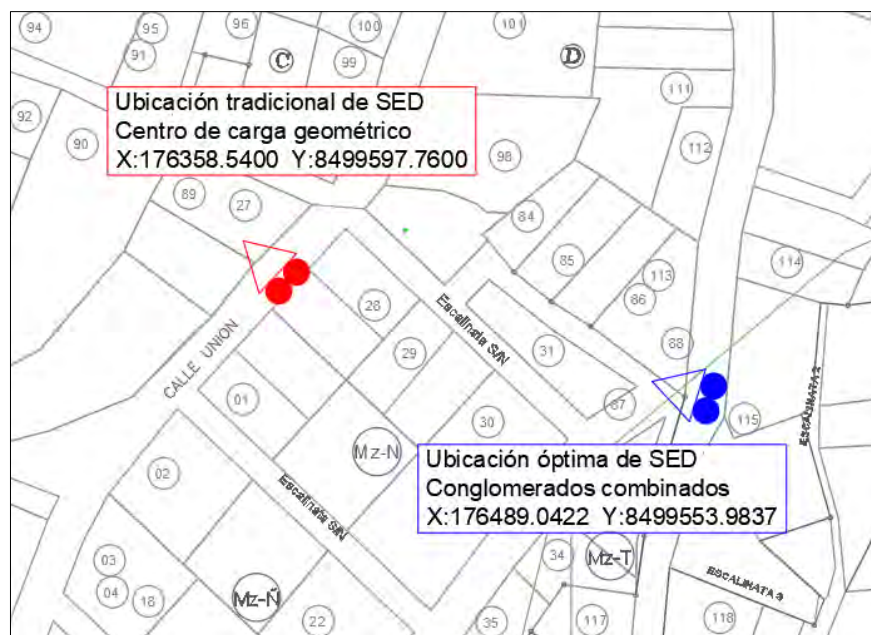
Ubicación comparativa de las subestaciones de distribución para la zona 1



Nota. Coordenadas UTM de las subestaciones según la metodología de conglomerados combinados y la ubicación tradicional basada en el centro de carga geométrico.

Figura 5.2

Ubicación comparativa de las subestaciones de distribución para la zona 2



Nota. Coordenadas UTM de transformadores, según el método de conglomerados combinados y la ubicación tradicional basada en el centro de carga geométrico.

5.3. Análisis Comparativo de Caídas de Tensión y Pérdidas en Ubicaciones Alternativas de Subestaciones de Distribución

Una vez determinadas las ubicaciones de las subestaciones de distribución para las zonas 1 y 2, se procedió a realizar una simulación detallada mediante el software DIREDCAD. Este programa especializado permite evaluar con precisión las caídas de tensión y las pérdidas de energía en el sistema, proporcionando un análisis integral del impacto de cada ubicación en el rendimiento global de la red. La simulación facilita la identificación de zonas críticas, tales como las caídas de tensión al final de cada circuito, asegurando una toma de decisiones fundamentada.

Para la simulación, se consideraron las siguientes características técnicas.

Tabla 5.1

Características técnicas de la red para la zona 1 y 2

	Zona 1	Zona 2
Sistema:	3Ø	3Ø
Tensión (V):	380/220	380/220
Conductor CAAI:	3x35+16/25	3x35+16/25
Potencia Nominal (KVA):	160	100
Número de Circuitos	4	3
Cantidad de usuarios	223	152
Calificación Eléctrica (W):	1000	1000

Nota. Elaboración propia basada en el plano de Red Secundaria proyectado.

El software DIREDCAD generó un reporte técnico detallado, el cual se presenta en el Apéndice G y H, correspondiente. No obstante, con el fin de facilitar la interpretación de los resultados, a continuación, se resumen los datos más representativos relacionados con las caídas de tensión y pérdidas de energía, en función de dos escenarios: ubicación tradicional (centro de carga geométrico) y ubicación optimizada (conglomerados combinados). Este resumen permite una comparación clara y objetiva del rendimiento eléctrico en ambas configuraciones.

Tabla 5.2*Comparación de las caídas de tensión y pérdidas para la zona 1*

Zona 1 (centro de carga geométrico)				
Circuito	Corriente máxima (A)	ΔV máxima (V)	ΔV máxima (%)	Pérdidas por Cto. (W)
C-1	83.56	2.97	3.65%	2,055.62
C-2	37.14	1.37	2.23%	589.94
C-3	9.28	0.27	0.22%	13.23
C-4	58.24	1.73	1.86%	822.13
Pérdidas totales en SED (W)				3,480.92
Zona 1 (conglomerados combinados)				
Circuito	Corriente máxima (A)	ΔV máxima (V)	ΔV máxima (%)	Pérdidas por Cto. (W)
C-1	34.61	1.38	1.77%	522.44
C-2	85.25	2.83	2.72%	1,922.17
C-3	29.54	0.87	1.11%	231.35
C-4	38.83	0.77	1.27%	278.15
Pérdidas totales en SED (W)				2,954.11

Nota. Resultados obtenidos mediante simulación en el software Dired CAD.

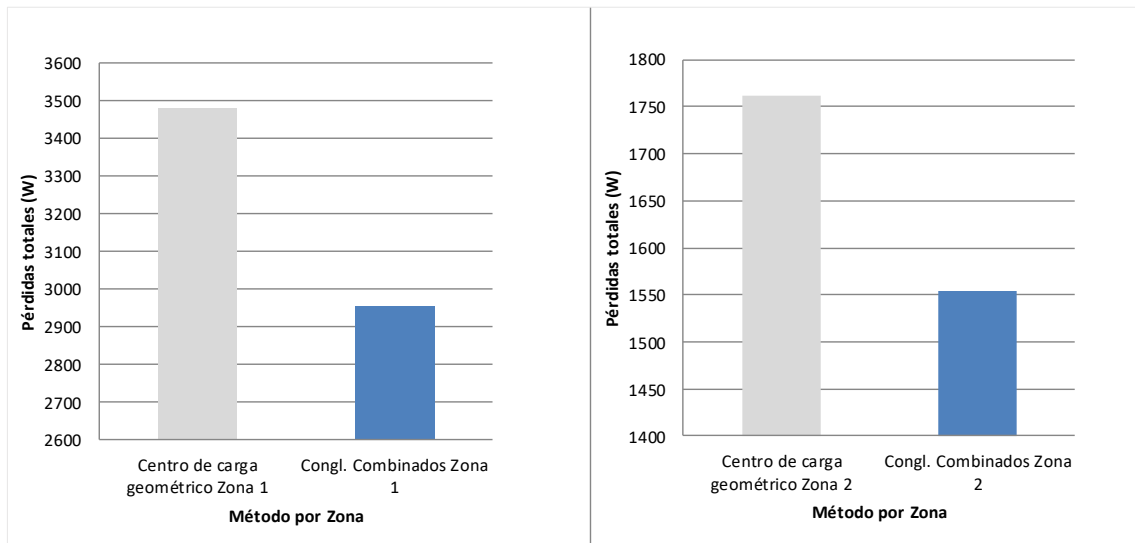
Tabla 5.3*Tabla comparativa de las caídas de tensión y las pérdidas para la zona 2*

Zona 2 (centro de carga geométrico)				
Circuito	Corriente máxima (A)	ΔV máxima (V)	ΔV máxima (%)	Pérdidas por Cto. (W)
C-1	56.55	2.29	3.74%	996.33
C-2	51.49	1.56	2.28%	736.14
C-3	20.26	0.47	0.30%	28.88
Pérdidas totales en SED (W)				1,761.35
Zona 2 (conglomerados combinados)				
Circuito	Corriente máxima (A)	ΔV máxima (V)	ΔV máxima (%)	Pérdidas por Cto. (W)
C-1	74.28	1.39	2.48%	1,051.60
C-2	36.30	1.04	1.52%	437.77
C-3	17.73	0.47	0.47%	64.34
Pérdidas totales en SED (W)				1,553.71

Nota. Resultados obtenidos mediante simulación en el software Dired CAD.

Figura 5.3

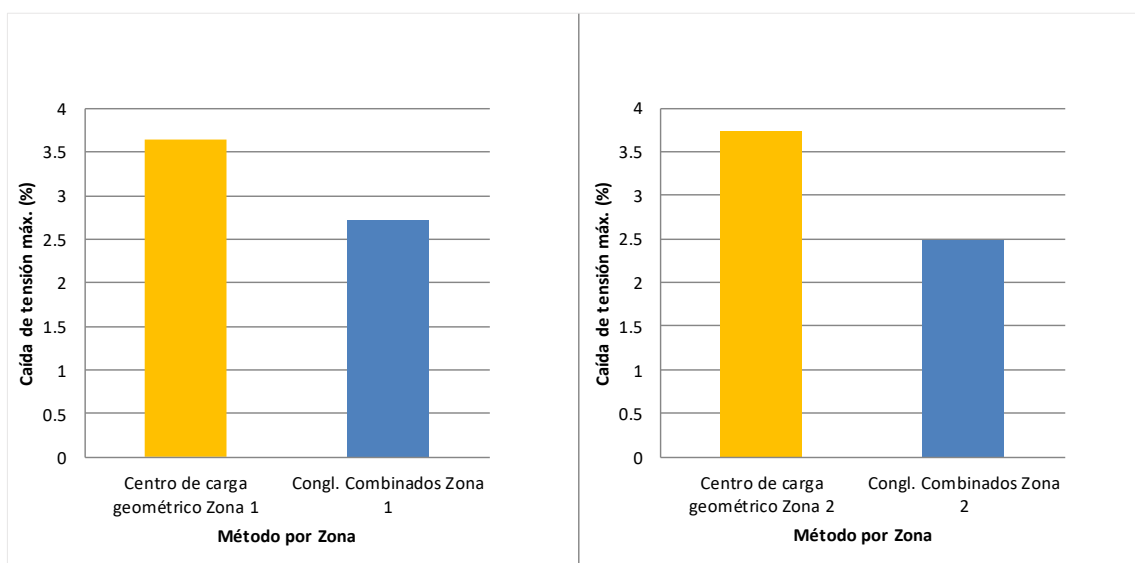
Comparación de pérdidas de energía en las zonas 1 y 2 mediante el método tradicional y conglomerados combinados



Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de simulación en las zonas de estudio.

Figura 5.4

Comparación de caídas de tensión máxima en las zonas 1 y 2 mediante el método tradicional y conglomerados combinados



Nota. Elaboración propia a partir del procesamiento de datos de demanda y distancias de la red.

5.4. Discusión de los Resultados

5.4.1. Resultados de la Zona 1

En la Zona 1, el método tradicional, basado en el centro de carga geométrico, generó una caída de tensión máxima de 3.65 % y pérdidas totales de 3,480.92 W. Aunque estos valores cumplen los límites técnicos permitidos, reflejan un nivel de eficiencia moderado.

En contraste, con la metodología de conglomerados combinados, la caída de tensión máxima se redujo a 2.72 % y las pérdidas totales a 2,954.11 W, lo que representa una disminución aproximada del 15%. Esta mejora implica una reducción en las pérdidas energéticas y una mayor estabilidad de voltaje, especialmente en los nodos más alejados del punto de suministro.

El mejor desempeño se debe a que el método propuesto ubica la SED cerca a los nodos de mayor demanda, equilibrando las corrientes en los circuitos, optimizando el uso del conductor y reduciendo la caída de tensión acumulada, algo que el enfoque geométrico no logra capturar con la misma precisión.

5.4.2. Resultados de la Zona 2

En la Zona 2, el método tradicional, presentó una caída de tensión máxima de 3.74 %, y pérdidas totales de 1,761.35 W. Aunque estos valores cumplen las normas técnicas, reflejan una mayor exigencia en los tramos más alejados de la red.

Con la metodología de conglomerados combinados, la caída máxima se redujo a 2.48 % y las pérdidas a 1,553.71 W, lo que representa una mejora aproximada del 12%. Si bien la reducción es menor en comparación con la zona 1, se confirma la capacidad del método propuesto para optimizar el desempeño eléctrico, aun en sistemas con menor densidad de carga. Estos resultados muestran que, en ambos escenarios el beneficio de la metodología radica en que la ubicación de la SED no depende únicamente de la geometría de la red, sino de la relación entre demanda y restricciones geográficas, lo que ofrece un diseño más realista y eficiente.

CONCLUSIONES

1. Se definieron con precisión dos áreas de influencia en el sector Huattampampa; la Zona 1 quedó conformada por 223 usuarios y la Zona 2 por 152 usuarios. Asimismo, se determinó una demanda total de 135.09 kVA para la Zona 1 y de 92.77 kVA para la Zona 2. En función de estos resultados, se seleccionaron transformadores normalizados de 160 kVA y 100 kVA, respectivamente, asegurando la capacidad adecuada para abastecer las necesidades energéticas de cada zona.
2. Se determinaron las ubicaciones óptimas de las subestaciones de distribución (SED) en el sector Huattampampa mediante la aplicación de la metodología planteada. Las coordenadas óptimas obtenidas fueron: para la Zona 1, $X_1 = 176166.5821$ y $Y_1 = 8499540.7723$; y para la Zona 2, $X_2 = 176489.0422$ y $Y_2 = 8499553.9837$. Asimismo, la metodología propuesta presentó diferencias en las SED de 54 m y 65 m respecto al método tradicional del centro de carga en las zonas 1 y 2, respectivamente, evidenciando una mejor optimización en la ubicación de las subestaciones.
3. El análisis comparativo entre la metodología propuesta y el método tradicional evidenció mejoras significativas. En la Zona 1, la caída máxima de tensión se redujo de 3.65 % a 2.72 %, y las pérdidas totales disminuyeron de 3,480.92 W a 2,954.11 W, representando una mejora aproximada del 15 %. En la Zona 2, la caída de tensión se redujo de 3.74 % a 2.48 %, y las pérdidas totales de 1,761.35 W a 1,553.71 W, con una mejora aproximada del 12 %.
4. La metodología basada en conglomerados combinados demostró ser más eficiente que el método del centro de carga geométrico para la ubicación óptima de subestaciones de distribución, permitiendo reducir las pérdidas eléctricas y mejorar las condiciones operativas del sistema eléctrico.

RECOMENDACIONES

1. Aplicar la metodología de conglomerados combinados en diferentes contextos geográficos y tipos de redes eléctricas, con el propósito de validar su efectividad frente a diversas condiciones operativas y de planificación.
2. Incorporar en futuros estudios restricciones adicionales relacionadas con la confiabilidad del servicio y la variabilidad de la demanda, con el fin de lograr modelos de optimización más realistas y alineados con los retos actuales de los sistemas de distribución eléctrica.
3. Explorar el uso de otros lenguajes y herramientas de programación (como R o MATLAB) para el análisis de datos y la implementación de modelos de optimización, con el objetivo de comparar la eficiencia de los algoritmos, ampliar las capacidades de análisis estadístico y mejorar la visualización de los resultados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- aducarte.weebly.com. (2023). *<https://aducarte.weebly.com>*
- Aggarwal, C. C., & Reddy, C. K. (2014). *Algoritmo De Agrupamiento De Datos Y Aplicaciones*.
- Bing, H., & Lai, L. (2022). *Improvement and Application of Dijkstra Algorithms*.
- Byron, F. (2012). *Análisis técnico de la operación del alimentador n°2 de la S/E otavalo de la empresa electrica emelnorte S.A*. Escuela Politecnica Nacional.
- CNE-Suministro. (2011). *Código Nacional de Electricidad*.
- Cueva Román, I. A., & Zhunio Collaguazo, L. Á. (2017). *Óptima Ubicación De Estaciones De Transformación Y Topología En Sistemas De Distribución En Baja Tensión Para La Empresa Eléctrica Regional CentroSur*.
- Das, J. (2017). *Análisis de sistemas de potencia: flujo de carga en cortocircuito y armónicos*. CRC Press.
- Das, S., & Suganthan, P.N (2011). Differential Evolution:A Survey of the State.of-the-Art. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 15(1), 4-31.
- Han, J., & Kamber, M. (2012). *Conceptos Y Técnicas De Minería De Datos*.
- INDECO. (s. f.). *Catálogo de conductores eléctricos*.
- Loor , J., & Narváez, C. (2017). *Análisis Del Impacto De La Penetración De Generación Distribuida En La Red De Medio Voltaje De La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur*.
- Méndez Triveño, M. E. (2016). *Planificación Del Sistema De Distribución De Energía Eléctrica: Técnicas De Optimización*.
- MINEM (2021). *Resolución Directoral N.º 159-2021-MINEM/DGE. Establecen diversos Sectores de Distribución Típicos para efecto de las fijaciones del Valor Agregado de Distribución de los años 2022 y 2023*.

- MINEM. (2002). Ministerio de Energía y Minas . *Norma de Proceimientos para la Elaboración de proyectos y Ejecución de obras en Sistemas de Distribución y Sistemas de Utilización en Media Tensión en Zonas de Concesion de Distribución.*
- MINEM. (2004). *Calificación eléctrica para la elaboración de proyectos de subsistemas de Distribución Secundaria.* Dirección General de Electricidad.
- Osinergmin. (2021). *Norma Técnica de Calidad en el Servicio Eléctrico (NTCSE).* Recuperado de <https://www.osinergmin.gob.pe>
- Needham, M., & Hodler, A. E. (2019). *Algoritmos De Grafos Ejemplos Prácticos.*
- Python Software Foundation. (2025). *Python 3.13 documentation.* Python.org. <https://docs.python.org/3.13/>
- Ramirez, S. (2004). *Libro Redes de Distribución.* Universidad de Colombia Tercera Edición.
- Sarzo, M. (2008). *Libro Proyectos de Electrificación.* Primera Edición
- Sallam, A. A., & Malik, O. P. (2011). *Sistemas eléctricos De Distribución.*
- Serva Ortega, (2021). *Ubicación óptima de nueva subestación para mejorar la calidad de producto de energía eléctrica en la AA.VV. Santa Rosa - Pichanaki.*
- Soni, K., & Patel, A. (2017). *Análisis Comparativo Del Algoritmo K-means En Datos.*
- Taha, H. A. (2017). *Investigación de operaciones: una introducción (10ª ed.).* Pearson.
- Vásquez Villarruel, R. M. (2019). *Rediseño Óptimo De Redes Radiales De Distribución Eléctrica En Bajo Voltaje Considerando Las Restricciones De La Infraestructura Eléctrica Y Urbana Existente.*
- West, D. B. (2002). *Introducción A La Teoría De Grafos.*

APÉNDICES Y ANEXOS

Apéndice A: Matriz de consistencia

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	INDICADORES	METODOLOGÍA
Problema General ¿Cómo determinar la ubicación óptima de las subestaciones de distribución en el sector Huattampampa, utilizando técnicas de conglomerados combinados y considerando restricciones técnicas? Problemas Específicos a.-¿Cómo determinar la distribución espacial de los suministros eléctricos para establecer las zonas de influencia de las subestaciones de distribución en el sector Huattampampa? b.-¿Cómo aplicar técnicas de conglomerados combinados considerando restricciones técnicas para determinar la ubicación óptima de las subestaciones de distribución en el sector Huattampampa? c.-¿En qué medida la ubicación óptima de las subestaciones de distribución mejora los indicadores técnicos de caída de tensión, pérdidas de energía y cargabilidad del sistema eléctrico?	Objetivo General Determinar la ubicación óptima de las subestaciones de distribución en el sector Huattampampa, mediante la aplicación de las técnicas de conglomerados combinados, considerando restricciones técnicas. Objetivos Específicos 1.-Determinar la distribución espacial de los suministros eléctricos para establecer las zonas de influencia de las subestaciones de distribución en el sector Huattampampa. 2.-Desarrollar una metodología basada en técnicas de conglomerados combinados considerando restricciones técnicas para determinar la ubicación óptima de las subestaciones de distribución en el sector Huattampampa. 3.-Evaluar en qué medida la ubicación óptima de las subestaciones de distribución mejora los indicadores técnicos de caída de tensión, pérdidas de energía y cargabilidad del sistema eléctrico.	Hipótesis General La aplicación de técnicas de conglomerados combinados considerando restricciones técnicas permitirá determinar una ubicación óptima de las subestaciones de distribución, mejorando el desempeño técnico del sistema eléctrico mediante la reducción de caída de tensión, pérdidas de energía y mejora de la cargabilidad. Hipótesis Específicas 1.-La determinación de la distribución espacial de los suministros eléctricos permitirá establecer zonas de influencia adecuadas para la ubicación de subestaciones de distribución en el sector Huattampampa. 2.-La aplicación de técnicas de conglomerados combinados considerando restricciones técnicas permitirá obtener ubicaciones óptimas de subestaciones de distribución técnicamente factibles. 3.- La ubicación optimizada de las subestaciones de distribución permitirá reducir la caída de tensión, disminuir las pérdidas técnicas y mejorar la cargabilidad del sistema eléctrico respecto al diseño convencional.	Variable Independiente X: Técnicas de Conglomerados combinados. Variable Dependiente Y: Ubicación óptima de subestaciones de distribución.	Número de conglomerados formados. (Numero) Distancia promedio entre usuarios y centroide (metros) Cumplimiento de restricciones técnicas (si/no) Caída de tensión (%) Pérdidas de energía (W) Cargabilidad (%)	Tipo de investigación Cuantitativa – Aplicada Nivel de investigación Descriptivo, explicativo y comparativo Método de investigación Deductivo-inductivo Diseño de investigación Experimental Población 375 suministros eléctricos proyectados del sector Huattampampa Muestra Censal: 375 suministros eléctricos proyectados Técnica de recolección Análisis documental, plano de lotización GIS ELSE y datos eléctricos proyectados Instrumentos Plano georreferenciado, base de datos de suministros, software Python y DIRECAD Procesamiento Algoritmos de agrupamiento, grafos, optimización y simulación eléctrica

Apéndice B: Matriz de operacionalización de variables

VARIABLES	DEFINICION CONCEPTUAL	FUENTE	DEFINICION OPERACIONAL	DIMENSIONES	INDICADORES	UNIDAD DE MEDIDA
Variable Independiente X: Técnicas de conglomerados combinados	Son técnicas de agrupamiento que permiten organizar un conjunto de datos en grupos homogéneos, considerando criterios de similitud para optimizar la toma de decisiones.	Han y Kamber (2012); Aggarwal y Reddy (2014)	En esta investigación se aplican mediante los algoritmos K-means, teoría de grafos, algoritmo de Dijkstra y optimización mediante Differential Evolution para agrupar los suministros eléctricos y determinar la ubicación óptima de las subestaciones considerando restricciones técnicas.	Agrupamiento de suministros	Número de conglomerados formados Distancia promedio entre nodos y centroide	Número m
Variable Dependiente Y: Ubicación óptima de subestaciones de distribución	Es la determinación de la localización más conveniente de una subestación de distribución para garantizar una operación eficiente del sistema eléctrico, minimizando pérdidas y manteniendo los parámetros técnicos dentro de los límites permitidos.	Sallam y Malik (2011); Méndez Triveño (2016); Serva Ortega (2021)	Se determina mediante un modelo de optimización que minimiza el costo total anual del sistema, considerando la ubicación geográfica de los usuarios, la demanda eléctrica y las restricciones técnicas de distancia, capacidad del transformador, pérdidas, caída de tensión y capacidad de corriente.	Restricciones técnicas Calidad de servicio Eficiencia del sistema Capacidad operativa	Cumplimiento de restricciones técnicas Caída de tensión Pérdidas de energía Cargabilidad	Si/No % W %

Apéndice C

Tabla A

Vértices y Demandas del Grafo para la Zona 1 de la Red Vial

ítem	Vértice	Coordenadas UTM		Grado del Vértice	Demanda (kW)
		Eje X	Eje Y		
1	01	176042.3544	8499308.8763	1	6
2	02	176055.6410	8499333.1359	4	4
3	03	176099.1533	8499327.0390	1	1
4	04	176028.8265	8499371.7293	2	3
5	05	176078.4311	8499372.6892	2	5
6	06	176109.4001	8499393.1056	2	2
7	07	176027.6445	8499403.8899	3	4
8	08	176083.1184	8499403.8810	1	3
9	09	176030.8127	8499460.4163	3	4
10	10	176049.0001	8499462.8090	3	4
11	11	176054.2371	8499439.1115	2	3
12	12	176106.7028	8499427.1536	3	1
13	13	176137.8936	8499410.9594	3	8
14	14	176169.1865	8499378.6020	1	2
15	15	176144.6812	8499447.4474	2	5
16	16	176162.9200	8499483.4461	2	2
17	17	176088.1426	8499465.6931	2	2
18	18	176113.0779	8499482.2386	3	3
19	19	176043.5429	8499500.0000	3	5
20	20	176059.6246	8499531.5977	4	4
21	21	176089.1158	8499561.6695	3	2
22	22	176121.3599	8499563.3653	4	0
23	23	176146.9956	8499547.7818	2	4
24	24	176165.8036	8499531.6737	4	4
25	25	176172.4291	8499516.1899	3	6
26	26	176191.2882	8499519.8158	2	3
27	27	176236.7241	8499497.4350	1	5
28	28	176189.0109	8499484.3942	3	4
29	29	176218.1654	8499438.5170	1	1
30	30	176175.5096	8499589.2838	2	6
31	31	176193.1213	8499647.5064	3	9
32	32	176227.6972	8499680.6376	1	5
33	33	176214.4729	8499626.2531	2	2
34	34	176240.1487	8499611.8776	4	3
35	35	176271.5802	8499594.5507	1	3
36	36	176231.6283	8499590.9008	1	3
37	37	176259.3359	8499645.0996	1	2
38	38	176140.2856	8499606.4375	2	4
39	39	176134.0454	8499646.9609	2	5
40	40	176148.0689	8499697.7738	1	2
41	41	176102.2399	8499615.5865	2	3
42	42	176092.1318	8499666.5622	2	4
43	43	176070.8232	8499680.8763	3	4
44	44	176050.4226	8499649.4588	2	7
45	45	176030.8700	8499633.3521	3	5
46	46	176055.9793	8499601.4927	2	4
47	47	176014.0687	8499570.4289	2	4
48	48	175993.6079	8499579.4169	2	8
49	49	175991.4153	8499522.4748	2	5
50	50	175967.3659	8499555.3580	2	2
51	51	175948.0440	8499567.9669	2	2
52	52	175946.8670	8499586.6257	3	4
53	53	175951.9079	8499610.6375	2	3
54	54	175994.8207	8499668.5314	3	8
55	55	176020.5664	8499700.3144	2	4
56	56	176043.9125	8499717.4145	3	1
57	57	176087.2053	8499746.2435	2	5
58	58	176123.2173	8499770.8785	1	2
59	59	176084.8180	8499511.1960	2	4

Nota. Datos correspondientes a los vértices de la Zona 2.

Tabla B*Vértices y Demandas del Grafo para la Zona 2 de la Red Vial*

ítem	Vértice	Coordenadas UTM		Grado del Vértice	Demanda (kW)
		Eje X	Eje Y		
1	01	176546.6854	8499740.0422	1	1
2	02	176507.7998	8499720.2943	2	4
3	03	176464.3692	8499714.5433	2	3
4	04	176434.2454	8499728.5523	2	3
5	05	176413.2111	8499712.5229	2	2
6	06	176387.1376	8499699.7973	3	4
7	07	176371.7772	8499715.9885	3	15
8	08	176358.5656	8499734.5999	1	2
9	09	176401.6849	8499678.0313	3	1
10	10	176378.8625	8499637.4884	2	5
11	11	176366.1476	8499608.6232	4	5
12	12	176341.9026	8499619.9131	2	6
13	13	176310.7564	8499632.4680	1	3
14	14	176413.2373	8499655.7238	2	2
15	15	176426.5027	8499639.0976	2	3
16	16	176424.4458	8499614.8616	2	2
17	17	176417.1378	8499579.2000	3	7
18	18	176403.5757	8499574.9768	3	4
19	19	176381.3573	8499594.1429	2	4
20	20	176341.6067	8499582.3863	3	2
21	21	176310.9394	8499570.4359	2	1
22	22	176282.9184	8499575.7413	1	1
23	23	176365.9103	8499559.5099	2	1
24	24	176380.2263	8499545.5712	4	4
25	25	176403.8038	8499524.6553	3	3
26	26	176411.2203	8499544.5581	2	2
27	27	176377.0544	8499501.0966	3	4
28	28	176356.8936	8499520.2736	4	4
29	29	176322.5267	8499551.4128	3	6
30	30	176304.5919	8499518.5183	3	2
31	31	176332.6290	8499493.6652	4	5
32	32	176356.3442	8499470.7794	4	4
33	33	176396.0935	8499465.1115	1	3
34	34	176291.2687	8499497.1927	2	2
35	35	176320.8219	8499473.1570	2	2
36	36	176261.0749	8499483.8031	1	2
37	37	176289.7625	8499466.2021	3	2
38	38	176317.8217	8499450.6508	4	6
39	39	176351.6537	8499433.1080	3	3
40	40	176393.5522	8499428.2267	1	0
41	41	176300.8585	8499420.8050	3	3
42	42	176276.6747	8499440.6962	2	2
43	43	176248.8433	8499460.7198	1	3
44	44	176231.5395	8499429.9065	1	2
45	45	176261.6688	8499410.7546	2	3
46	46	176281.3568	8499389.4199	3	2
47	47	176283.5975	8499364.5286	1	2

Nota. Datos correspondientes a los vértices de la Zona 2.

Tabla C*Aristas del Grafo para la Zona 1 de la Representación del Sistema Vial*

Arista	Vértice Inicial	Vértice Final	Distancia Geométrica (m)
A - 01	1	2	27.66
A - 02	2	3	43.94
A - 03	2	4	46.99
A - 04	2	5	45.65
A - 05	5	6	37.09

A - 06	6	13	33.62
A - 07	4	7	32.18
A - 08	7	8	55.47
A - 09	7	9	56.62
A - 10	9	10	18.34
A - 11	10	11	24.27
A - 12	11	12	53.81
A - 13	12	13	35.14
A - 14	13	14	45.01
A - 15	12	15	43.06
A - 16	15	16	40.36
A - 17	16	28	26.11
A - 18	10	17	39.25
A - 19	17	18	29.93
A - 20	18	24	72.28
A - 21	9	19	41.58
A - 22	19	20	35.45
A - 23	20	21	42.12
A - 24	21	22	32.29
A - 25	22	23	30.00
A - 26	23	24	24.76
A - 27	24	25	16.84
A - 28	25	28	35.86
A - 29	28	29	54.36
A - 30	25	26	19.20
A - 31	26	27	50.65
A - 32	24	30	58.42
A - 33	30	31	60.83
A - 34	31	32	47.89
A - 35	31	33	30.13
A - 36	33	34	29.43
A - 37	34	35	35.89
A - 38	34	36	22.64
A - 39	34	37	38.36
A - 40	22	38	47.05
A - 41	38	39	41.00
A - 42	39	40	52.71
A - 43	22	41	55.61
A - 44	41	42	51.97
A - 45	42	43	25.67
A - 46	43	56	45.38
A - 47	43	44	37.46
A - 48	44	45	25.33
A - 49	45	54	50.37
A - 50	45	46	40.56
A - 51	46	21	51.81
A - 52	20	47	59.86
A - 53	47	48	22.35
A - 54	48	52	47.29
A - 55	19	49	56.77
A - 56	49	50	40.74
A - 57	50	51	23.07
A - 58	51	52	18.70
A - 59	52	53	24.54
A - 60	53	54	72.06
A - 61	54	55	40.90
A - 62	55	56	28.94
A - 63	56	57	52.01
A - 64	57	58	43.63
A - 65	20	59	32.42
A - 66	59	18	40.46

Nota. Datos correspondientes a las aristas de la Zona 1.

Tabla D*Aristas del Grafo para la Zona 2 de la Representación del Sistema Vial*

Arista	Vértice Inicial	Vértice Final	Distancia Geométrica (m)
A - 01	1	2	43.61
A - 02	2	3	43.81
A - 03	3	4	33.22
A - 04	4	5	26.45
A - 05	5	6	29.01
A - 06	6	7	22.32
A - 07	7	8	22.82
A - 08	6	9	26.18
A - 09	9	10	46.53
A - 10	10	11	31.54
A - 11	11	12	26.74
A - 12	12	13	33.58
A - 13	9	14	25.12
A - 14	14	15	21.27
A - 15	15	16	24.32
A - 16	16	17	36.40
A - 17	17	18	14.20
A - 18	18	19	29.34
A - 19	19	11	21.00
A - 20	11	20	35.93
A - 21	20	21	32.91
A - 22	21	22	28.52
A - 23	20	23	30.90
A - 24	23	24	22.79
A - 25	18	24	37.55
A - 26	17	26	35.14
A - 27	26	25	21.24
A - 28	24	25	31.52
A - 29	25	27	35.64
A - 30	24	28	34.41
A - 31	20	29	36.38
A - 32	29	28	46.38
A - 33	28	27	27.82
A - 34	29	30	37.47
A - 35	28	31	36.01
A - 36	27	32	36.72
A - 37	30	31	37.47
A - 38	31	32	32.96
A - 39	32	33	40.15
A - 40	30	34	25.15
A - 41	34	37	31.03
A - 42	31	35	23.66
A - 43	35	38	22.71
A - 44	32	39	37.96
A - 45	36	37	33.66
A - 46	37	38	32.08
A - 47	38	39	38.11
A - 48	39	40	42.18
A - 49	38	41	34.33
A - 50	41	42	31.31
A - 51	42	43	34.29
A - 52	41	46	36.95
A - 53	44	45	35.70
A - 54	45	46	29.03
A - 55	46	47	24.99

Nota. Datos correspondientes a las aristas de la Zona 2.

Apéndice D

SUSTENTO TÉCNICO DE LA DISTANCIA MÁXIMA DE 350 m.

En un sistema monofásico de 220V, derivado de un sistema 380/220 V con neutro, utilizando conductores autoportantes de aluminio de 3x35+1x16/25 mm² y $\cos\phi=0.9$ la limitante principal para definir la longitud máxima de los alimentadores es la caída de tensión admisible del 5% de la tensión nominal (aprox. 11V).

La resistencia eléctrica del conductor de fase se determina así:

$$R = \frac{\rho}{S} = \frac{0.02826}{35} = 0.000807 \Omega/m$$

Donde: ρ es la resistividad del aluminio y S es la sección transversal del conductor.

La caída de tensión en un sistema monofásico se expresa como:

$$\Delta V = 2 * I * L * R * \cos\phi$$

De esta expresión se obtiene la longitud máxima:

$$L_{max} = \frac{\Delta V_{max}}{2 * I * R * \cos\phi}$$

Se tiene los siguientes cálculos para una carga concentrada al final de la línea.

Para 50 A $\Rightarrow L_{max} \approx 150$ m. Para 60 A $\Rightarrow L_{max} \approx 125$ m.

Para 70 A $\Rightarrow L_{max} \approx 107$ m. Para 80 A $\Rightarrow L_{max} \approx 94$ m.

Sin embargo, en una red monofásica de BT, las cargas se conectan progresivamente a lo largo del conductor (cargas distribuidas), cuyo efecto eléctrico equivalente es una caída de tensión aproximadamente del 50% de la que produciría una carga concentrada al final.

Corrección de la longitud máxima para cargas distribuidas.

Para 50 A $\Rightarrow L_{max} \approx 300$ m. Para 60 A $\Rightarrow L_{max} \approx 250$ m.

Para 70 A $\Rightarrow L_{max} \approx 214$ m. Para 80 A $\Rightarrow L_{max} \approx 188$ m.

Conclusión: La restricción de 350 m se justifica como longitud máxima de cobertura planificable, para la zona de estudio bajo condiciones de carga distribuida, factor de simultaneidad = 0.5 y caída de tensión total menor al 5% según simulaciones y resultados del software DIRED CAD.

Apéndice E

Implementación del Código en Python para el Análisis de Datos y Optimización

```
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import networkx as nx
from scipy.optimize import differential_evolution

# === 1. Cargar datos ===
df_nodos = pd.read_excel('nodos_carga_z1.xlsx')
df_aristas = pd.read_excel('conexiones_z1.xlsx')

ids_nodos = df_nodos['Nodo'].to_numpy()
nodos_utm = df_nodos[['Este (X)', 'Norte (Y)']].to_numpy()
pot_monofasica = df_nodos['Demanda monofásica (kW)'].fillna(0).to_numpy()
pot_trifasica = df_nodos['Demanda trifásica (kW)'].fillna(0).to_numpy()
pot_alumbrado = df_nodos['Demanda alumbrado (kW)'].fillna(0).to_numpy()
indice_nodo = {nodo: idx for idx, nodo in enumerate(ids_nodos)}

# === 2. Construcción del grafo ===
G = nx.Graph()
for id_, pos_ in zip(ids_nodos, nodos_utm):
    G.add_node(id_, pos=pos_)

for _, fila in df_aristas.iterrows():
    a, b = int(fila['Nodo A']), int(fila['Nodo B'])
    if a in G.nodes and b in G.nodes:
        G.add_edge(a, b, weight=fila['Distancia (m)'])

# === 3. Parámetros eléctricos y costos ===
V_LL = 380
V_FN = 220
fp = 0.9
fs_mono = 0.5
fs_trif = 0.9
fs_alumb = 1.0
I_max = 141
distancia_maxima_m = 350
resistividad_al = 0.000032
cos_phi = np.cos(np.arccos(fp))
sin_phi = np.sin(np.arccos(fp))
R_trifasico = resistividad_al * 1000 / 35
R_monofasico = (resistividad_al / 35 + resistividad_al / 25) * 1000
X_km = 0.0004 * 1000

costo_trafo_S = 45000
costo_cond_S_m = 16.5
costo_energia_S_kWh = 0.2365
horas_anuales = 8760

# Peso de arista según costo anual
for u, v, d in G.edges(data=True):
    d['peso_anual'] = d['weight'] * costo_cond_S_m * horas_anuales

pos = {n: G.nodes[n]['pos'] for n in G.nodes}

# === 4. Función objetivo: minimizar costos totales anuales ===
def funcion_ubicacion(coord_trafo):
    dist_coord = np.linalg.norm(nodos_utm - coord_trafo, axis=1)
    mejor_nodo_trafo = ids_nodos[np.argmin(dist_coord)]

    if not nx.is_connected(G):
        return 1e12

caminos = nx.single_source_dijkstra_path(G, mejor_nodo_trafo, weight='weight')
```

```

distancias = nx.single_source_dijkstra_path_length(G, mejor_nodo_trafo,
weight='weight')

perdida_total_W = 0
potencia_total_kVA = 0
# Restricción de radio máximo de cobertura
for nodo_i in ids_nodos:
    d = distancias.get(nodo_i)
    if d is None or d > distancia_maxima_m:
        return 1e12

    idx_node = indice_nodo[nodo_i]
    P_mono = pot_monofasica[idx_node] * fs_mono
    P_trif = pot_trifasica[idx_node] * fs_trif
    P_alumb = pot_alumbrado[idx_node] * fs_alumb
    demanda_kVA = (1.03 * (P_mono + P_trif + P_alumb)) / fp
    potencia_total_kVA += demanda_kVA

    camino_nodo = caminos[nodo_i]
    caida_total = 0

    for j in range(len(camino_nodo)-1):
        nodo_a, nodo_b = camino_nodo[j], camino_nodo[j+1]
        arista = G.get_edge_data(nodo_a, nodo_b)
        idx_b = indice_nodo[nodo_b]

        # Cargas aguas abajo
        Pm_total = sum(pot_monofasica[indice_nodo[dest]]*1000*fs_mono
                        for dest in ids_nodos if nodo_b in caminos[dest])
        Pt_total = sum(pot_trifasica[indice_nodo[dest]]*1000*fs_trif
                        for dest in ids_nodos if nodo_b in caminos[dest])

        I_mono = (Pm_total / 3) / (V_FN * fp) if Pm_total > 0 else 0
        I_trif = Pt_total / (np.sqrt(3) * V_LL * fp) if Pt_total > 0
    else 0

    I_total = I_mono + I_trif
    # Restricción de corriente de conductor
    if I_total > I_max:
        return 1e12

    resistencia = R_trifasico if pot_trifasica[idx_b]>0 else
(R_monofasico if pot_monofasica[idx_b]>0 else R_trifasico)
    L_km = arista['weight']/1000
    caida_total += 2 * I_total * (resistencia*cos_phi +
X_km*sin_phi) * L_km
    R_tramo = resistencia * (2*L_km)
    perdida_total_W += 3 * (I_total**2) * R_tramo
    # Restricción de caída de tensión máxima (porcentaje)
    if (caida_total / V_FN)*100 > 5:
        return 1e12
    # Restricción de capacidad del transformador
    if not (75 <= potencia_total_kVA <= 250):
        return 1e12
    # Restricción de pérdidas en conductores
    pot_act_total_W = potencia_total_kVA * fp * 1000
    porcentaje_perdidas_cond = (perdida_total_W / pot_act_total_W)*100 if
pot_act_total_W>0 else 100
    if porcentaje_perdidas_cond > 3:
        return 1e12

    costo_conductores = costo_cond_S_m * sum(df_aristas['Distancia (m)'])
    costo_perdidas = (perdida_total_W/1000) * horas_anuales *
costo_energia_S_kWh
    costo_total = costo_trafo_S + costo_conductores + costo_perdidas

    return costo_total

```

```

# === 5. Optimización ===
bounds = [(np.min(nodos_utm[:,0]), np.max(nodos_utm[:,0])),
          (np.min(nodos_utm[:,1]), np.max(nodos_utm[:,1]))]

resultado = differential_evolution(función_ubicacion, bounds,
strategy='best1bin',
                                popsize=30, mutation=(0.5,1),
recombination=0.7, maxiter=50,
                                seed=42, disp=True)

mejor_coord = resultado.x
dist_coord = np.linalg.norm(nodos_utm - mejor_coord, axis=1)
mejor_nodo_trafo = ids_nodos[np.argmin(dist_coord)]

print("\n Mejor ubicación encontrada:", mejor_coord)
print(" Nodo más cercano a la SED óptima:", mejor_nodo_trafo)
print(" Valor función objetivo:", resultado.fun, "[S/. año]")

# === 6. Función auxiliar: rutas y cargas ===
def calcular_cargas_y_caminos(nodo_trafo):
    caminos = nx.single_source_dijkstra_path(G, nodo_trafo,
weight='peso_anual')
    distancias = nx.single_source_dijkstra_path_length(G, nodo_trafo,
weight='peso_anual')
    cargas = {nodo: (1.03*(pot_monofasica[indice_nodo[nodo]]*fs_mono +
pot_trifasica[indice_nodo[nodo]]*fs_trif +
pot_alumbrado[indice_nodo[nodo]]*fs_alumb))/fp for nodo in ids_nodos}
    return caminos, distancias, cargas

caminos_globales, distancias_globales, cargas_globales =
calcular_cargas_y_caminos(mejor_nodo_trafo)

# === 7. Graficar grafo con SED ===
plt.figure(figsize=(10,10))
nx.draw_networkx(G, pos, node_size=80, node_color='lightgray',
edge_color='gray', labels={n:n for n in G.nodes}, font_size=6)
plt.scatter(*pos[mejor_nodo_trafo], color='red', marker='^', s=150,
label='SED óptima', zorder=5)
plt.title("Grafo de la Zona 1 con SED óptima")
plt.legend()
plt.axis('off')
plt.gca().set_aspect('equal', adjustable='box')
plt.show()

# === 8. Graficar rutas mínimas ===
plt.figure(figsize=(12,12))
nx.draw_networkx(G, pos, node_size=80, node_color='lightgray',
edge_color='gray', labels={n:n for n in G.nodes}, font_size=6)
with open("rutas_minimas.txt", "w", encoding='utf-8') as f:
    for nodo in ids_nodos:
        path = nx.shortest_path(G, source=mejor_nodo_trafo, target=nodo,
weight='peso_anual')
        edges_path = [(path[i], path[i+1]) for i in range(len(path)-1)]
        nx.draw_networkx_edges(G, pos, edgelist=edges_path,
edge_color='green', width=1.5)
        costo_total = sum(G[a][b]['peso_anual'] for a,b in edges_path)
        f.write(f"Ruta mínima a Nodo {nodo}: {' -> '.join(map(str, path))} |
Costo anual: {costo_total:.2f} S/.\n")
plt.scatter(*pos[mejor_nodo_trafo], color='red', marker='^', s=100,
label='SED óptima')
plt.title("Zona 1: Rutas mínimas desde la SED")
plt.legend()
plt.axis('off')
plt.gca().set_aspect('equal', adjustable='box')
plt.show()

# === 9. Graficar rutas críticas ===

```

```

        nodos_criticos = sorted(cargas_globales, key=cargas_globales.get,
reverse=True)[:3]
        colores = ['red', 'orange', 'purple']
        plt.figure(figsize=(12,12))
        nx.draw_networkx(G, pos, node_size=80, node_color='lightgray',
edge_color='gray', labels={n:n for n in G.nodes}, font_size=6)
        with open("rutas_criticas.txt", "w", encoding='utf-8') as f:
            for i, nodo in enumerate(nodos_criticos):
                ruta = nx.shortest_path(G, source=mejor_nodo_trafo, target=nodo,
weight='peso_anual')
                edges_ruta = [(ruta[j], ruta[j+1]) for j in range(len(ruta)-1)]
                nx.draw_networkx_edges(G, pos, edgelist=edges_ruta,
edge_color=colores[i], width=2.5, label=f"Ruta critica {i+1} (Nodo {nodo})")
                costo_total = sum(G[a][b]['peso_anual'] for a,b in edges_ruta)
                f.write(f"Ruta critica {i+1} (Nodo {nodo}): {' -> '.join(map(str,
ruta))} | Costo anual: {costo_total:.2f} S/.\n")
            plt.scatter(*pos[mejor_nodo_trafo], color='red', marker='^', s=100,
label='SED óptima')
            plt.title("Zona 1: Rutas críticas por costo anual")
            plt.legend(loc='center', bbox_to_anchor=(1, 0.5), fontsize=8)
            plt.axis('off')
            plt.gca().set_aspect('equal', adjustable='box')
            plt.tight_layout()
            plt.show()

# === 10. Generar reporte completo ===
distancias_nodo = nx.single_source_dijkstra_path_length(G, mejor_nodo_trafo,
weight='weight')
caminos_nodo = nx.single_source_dijkstra_path(G, mejor_nodo_trafo, weight='weight')

perdida_total_W = 0
potencia_total_kVA = 0
caida_maxima_V = 0
corriente_max_A = 0

for nodo_i in ids_nodos:
    idx_nodo = indice_nodo[nodo_i]
    P_mono = pot_monofasica[idx_nodo] * fs_mono
    P_trif = pot_trifasica[idx_nodo] * fs_trif
    P_alumb = pot_alumbrado[idx_nodo] * fs_alumb
    demanda_kVA = (1.03 * (P_mono + P_trif + P_alumb)) / fp
    potencia_total_kVA += demanda_kVA

    camino = caminos_nodo[nodo_i]
    caida_total = 0

    for j in range(len(camino)-1):
        nodo_a, nodo_b = camino[j], camino[j+1]
        arista = G.get_edge_data(nodo_a, nodo_b)
        idx_b = indice_nodo[nodo_b]

        Pm_total = sum(pot_monofasica[indice_nodo[dest]]*1000*fs_mono
                        for dest in ids_nodos if nodo_b in caminos_nodo[dest])
        Pt_total = sum(pot_trifasica[indice_nodo[dest]]*1000*fs_trif
                        for dest in ids_nodos if nodo_b in
caminos_nodo[dest])

        I_mono = (Pm_total / 3) / (V_FN * fp) if Pm_total>0 else 0
        I_trif = Pt_total / (np.sqrt(3) * V_LL * fp) if Pt_total>0 else 0
        I_total = I_mono + I_trif
        if I_total > corriente_max_A:
            corriente_max_A = I_total

        resistencia = R_trifasico if pot_trifasica[idx_b]>0 else
(R_monofasico if pot_monofasica[idx_b]>0 else R_trifasico)
        L_km = arista['weight']/1000

        caida_total += 2 * I_total * (resistencia*cos_phi + X_km*sin_phi) * L_km

```

```

        R_tramo = resistencia * (2*L_km)
        perdida_total_W += 3 * (I_total**2) * R_tramo

    if caida_total > caida_maxima_V:
        caida_maxima_V = caida_total

    pot_act_total_W = potencia_total_kVA * fp * 1000
    porcentaje_perdidas = (perdida_total_W / pot_act_total_W)*100 if
pot_act_total_W>0 else 100
    distancia_max_nodo = max(distancias_nodo.values())

    with open("reporte_completo.txt", "w", encoding='utf-8') as f:
        f.write("=== REPORTE COMPLETO DE OPTIMIZACION SED ZONA 1 ===\n\n")
        f.write(f"Coordenadas óptimas SED: X={mejor_coord[0]:.4f},
Y={mejor_coord[1]:.4f}\n")
        f.write(f"Node más cercano a la SED: {mejor_nodo_trafo}\n")
        f.write(f"Distancia máxima desde la SED al nodo:
{distancia_max_nodo:.2f} m\n")
        f.write(f"Demanda total del sistema: {potencia_total_kVA:.2f} kVA\n")
        f.write(f"Caída de tensión máxima: {caida_maxima_V:.2f} V
(({caida_maxima_V/V_FN}*100:.2f} %) \n")
        f.write(f"Pérdida total en porcentaje: {porcentaje_perdidas:.2f} %\n")
        f.write(f"Corriente máxima en cualquier tramo: {corriente_max_A:.2f}
A\n")
        f.write(f"Valor de la función objetivo (Costo total):
{resultado.fun:.2f} S/. por año\n")
        f.write(f"Capacidad del transformador calculada:
{potencia_total_kVA:.2f} kVA\n")
        f.write("\n=== FIN DEL REPORTE ===\n")

    print("\n Reporte completo generado: reporte_completo.txt")

```

Apéndice F

=== REPORTE COMPLETO DE OPTIMIZACION SED ZONA 1 ===

Coordenadas óptimas SED: X=176166.5821, Y=8499540.7723

Nodo más cercano a la SED: 24

Distancia máxima desde la SED al nodo: 339.52 m

Demanda total del sistema: 135.09 kVA

Caída de tensión máxima: 3.31 V (1.50 %)

Pérdida total en porcentaje: 0.16 %

Corriente máxima en cualquier tramo: 85.02 A

Valor de la función objetivo (Costo total): 88923.03 S/. por año

Capacidad del transformador calculada: 135.09 kVA

=== FIN DEL REPORTE ===

Nodo | Distancia (m) | Caída (V) | Caída (%) | Corriente (A) | Perdida (W)

1	323.25	2.38	1.08	34.51	2.29
2	295.59	2.33	1.06	34.51	2.28
3	339.52	2.34	1.07	34.51	2.28
4	248.59	2.18	0.99	34.51	2.23
5	268.09	1.54	0.70	37.04	1.21
6	230.99	1.49	0.68	37.04	1.20
7	216.41	2.04	0.93	34.51	2.17
8	271.88	2.09	0.95	34.51	2.18
9	159.79	1.69	0.77	34.51	1.94
10	141.45	1.55	0.71	34.51	1.83
11	165.72	1.58	0.72	34.51	1.83
12	162.23	1.24	0.56	37.04	1.09
13	197.37	1.42	0.64	37.04	1.18
14	242.38	1.44	0.66	37.04	1.18
15	119.17	1.01	0.46	37.04	0.96
16	78.81	0.73	0.33	37.04	0.76
17	102.20	1.18	0.54	34.51	1.46
18	72.28	0.88	0.40	34.51	1.13
19	164.63	2.80	1.27	85.02	6.77
20	129.17	2.67	1.21	85.02	6.72
21	87.05	2.21	1.00	85.02	6.19
22	54.76	1.61	0.73	85.02	4.99
23	24.76	0.74	0.34	85.02	2.36
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25	16.84	0.22	0.10	37.04	0.30
26	36.05	0.27	0.12	37.04	0.32
27	86.70	0.34	0.15	37.04	0.33
28	52.70	0.54	0.25	37.04	0.61

29	107.06	0.56	0.25	37.04	0.61
30	58.42	0.57	0.26	27.78	0.59
31	119.25	1.06	0.48	27.78	1.01
32	167.14	1.13	0.51	27.78	1.02
33	149.38	1.18	0.53	27.78	1.05
34	178.80	1.27	0.58	27.78	1.09
35	214.69	1.30	0.59	27.78	1.09
36	201.44	1.29	0.59	27.78	1.09
37	217.17	1.29	0.59	27.78	1.09
38	101.81	1.76	0.80	85.02	5.04
39	142.81	1.85	0.84	85.02	5.06
40	195.52	1.88	0.85	85.02	5.06
41	110.38	1.99	0.90	85.02	5.26
42	162.34	2.29	1.04	85.02	5.46
43	188.01	2.42	1.10	85.02	5.52
44	204.76	2.87	1.31	85.02	6.63
45	179.42	2.82	1.28	85.02	6.61
46	138.86	2.58	1.17	85.02	6.46
47	189.03	3.05	1.38	85.02	6.97
48	211.38	3.16	1.44	85.02	7.03
49	221.39	2.92	1.33	85.02	6.80
50	262.13	2.94	1.34	85.02	6.80
51	277.37	3.30	1.50	85.02	7.07
52	258.67	3.29	1.49	85.02	7.07
53	283.21	3.31	1.50	85.02	7.07
54	229.79	2.94	1.34	85.02	6.64
55	262.33	2.61	1.19	85.02	5.58
56	233.39	2.58	1.17	85.02	5.58
57	285.41	2.69	1.22	85.02	5.60
58	329.04	2.71	1.23	85.02	5.61
59	112.74	0.93	0.42	34.51	1.14

=== REPORTE COMPLETO DE OPTIMIZACION SED ZONA 2 ===

Coordenadas óptimas SED: X=176489.0422, Y=8499553.9837

Nodo más cercano a la SED: 17

Distancia máxima desde la SED al nodo: 309.40 m

Demanda total del sistema: 92.77 kVA

Caída de tensión máxima: 2.56 V (1.17 %)

Pérdida total en porcentaje: 0.11 %

Corriente máxima en cualquier tramo: 70.71 A

Valor de la función objetivo (Costo total): 69035.68 S/. por año

Capacidad del transformador calculada: 92.77 kVA

=== FIN DEL REPORTE ===

Nodo | Distancia (m) | Caída (V) | Caída (%) | Corriente (A) | Pérdida (W)

1	309.40	1.86	0.84	35.35	1.91
2	265.79	1.84	0.84	35.35	1.91
3	221.98	1.78	0.81	35.35	1.90
4	188.76	1.70	0.77	35.35	1.88
5	162.31	1.61	0.73	35.35	1.85
6	133.30	1.50	0.68	35.35	1.80
7	155.61	1.61	0.73	35.35	1.86
8	178.44	1.63	0.74	35.35	1.86
9	107.12	1.24	0.56	35.35	1.52
10	96.09	0.78	0.35	70.71	1.25
11	64.55	0.73	0.33	70.71	1.24
12	91.29	0.80	0.37	70.71	1.26
13	124.87	0.83	0.38	70.71	1.26
14	82.00	0.98	0.44	35.35	1.23
15	60.73	0.74	0.34	35.35	0.96
16	36.40	0.45	0.21	35.35	0.60
17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18	14.20	0.35	0.16	70.71	0.93
19	43.55	0.59	0.27	70.71	1.13
20	100.47	0.78	0.35	70.71	1.24
21	133.39	0.79	0.36	70.71	1.24
22	161.91	0.80	0.37	70.71	1.24
23	74.54	0.95	0.43	70.71	1.92
24	51.75	0.94	0.43	70.71	1.92
25	56.38	0.31	0.14	15.99	0.18
26	35.14	0.20	0.09	15.99	0.12
27	92.03	0.45	0.21	15.99	0.24
28	86.17	1.44	0.65	70.71	2.66
29	132.54	1.52	0.69	70.71	2.67
30	159.65	1.89	0.86	70.71	3.15
31	122.18	1.84	0.84	70.71	3.14
32	128.74	0.56	0.26	15.99	0.28
33	168.90	0.60	0.27	15.99	0.28
34	184.79	1.90	0.86	70.71	3.15
35	145.84	2.05	0.93	70.71	3.33
36	234.29	2.29	1.04	70.71	3.49
37	200.63	2.27	1.03	70.71	3.49
38	168.55	2.23	1.01	70.71	3.48
39	166.71	0.60	0.27	15.99	0.28
40	208.89	0.60	0.27	15.99	0.28
41	202.88	2.40	1.09	70.71	3.58
42	234.19	2.45	1.11	70.71	3.58
43	268.48	2.48	1.13	70.71	3.59
44	304.56	2.56	1.17	70.71	3.61
45	268.86	2.54	1.16	70.71	3.61
46	239.83	2.50	1.14	70.71	3.60
47	264.82	2.51	1.14	70.71	3.61

Apéndice G

REPORTE DE CAÍDAS DE TENSIÓN CON DIRED CAD – MÉTODO CENTRO DE CARGA GEOMÉTRICO

ZONA 1 - CENTRO DE CARGA GEOMETRICO									
PROYECTO :	RED SECUNDARIA				W/Lote :	1000			
LOCALIDAD :	SECTOR HUATTAMPAMPA				FS (SP) :	0.5			
PROVINCIA :	CUSCO				FS (AP) :	1			
DEPARTAMENTO :	CUSCO				Cos f (SP) :	0.9			
					Cos f (AP) :	1			
SE N° :	SISTEMA :	Pot.Nominal(kV)	Pot.Entregada(kV)	PÉRDIDAS SE (W):					
	1 3F:380/220	160	127.03	3480.92					
CIRCUITO N°	TRAMO:	Pot.Cargas Trz Perdidas Tramo (W):							
C-1	R_1	49.5	2055.62						
SERVICIO PARTICULAR									
Soporte	Tipo	Long.	N° de	Pot. C.E.	Pot. SP	Pot. Total	I. Nodo	Delta V.	% Caída
N°	Conductor	(m)	Lotes	(KW)	(KW)	(KW)	(A)	(V)	-
0	A	2	0	0	0	49.5	83.56	0.2	0.05
1	A	30.4	2	0	1	49.5	83.56	2.97	0.78
2	A	21.27	2	0	1	42.5	72.31	1.8	1.26
3	A	26.67	1	0	0.5	41.5	70.95	2.21	1.84
4	A	34.42	3	0	1.5	30	51.59	2.08	2.39
5	A	32.57	2	0	1	25.5	44.1	1.68	2.83
6	A	19.37	1	0	0.5	10.5	18.24	0.41	2.94
7	A	25.34	1	0	0.5	10	17.39	0.52	3.07
8	A	20.32	2	0	1	9.5	16.55	0.39	3.18
9	A	26.4	1	0	0.5	6.5	11.33	0.35	3.27
10	A	9.28	1	0	0.5	6	10.47	0.11	3.3
11	A	30.83	1	0	0.5	5.5	9.6	0.35	3.39
12	A	10.35	2	0	1	5	8.74	0.11	3.42
13	A	18.72	3	0	1.5	3.5	6.12	0.13	3.45
14	A	37.43	4	0	2	2	3.5	0.15	3.49
12,1	A	36.66	1	0	0.5	0.5	0.87	0.04	3.43
8,1	A	4.65	1	0	0.5	2	3.49	0.02	3.18
8,2	A	25.53	1	0	0.5	1.5	2.62	0.08	3.2
8,3	A	16.8	2	0	1	1	1.74	0.03	3.21
5,1	A	16.35	3	0	1.5	14	24.32	0.47	2.95
5,2	A	37.14	3	0	1.5	1.5	2.61	0.11	2.98
4,1	A	7.14	2	0	1	3	5.19	0.04	2.4
4,2	A	22.97	2	0	1	2	3.46	0.09	2.42
4,3	A	23.79	2	0	1	1	1.73	0.05	2.43
3,1	A	7.64	1	0	0.5	11	18.92	0.17	1.88
3,2	A	29.04	2	0	1	8	13.76	0.47	2.01
3,3	A	26.9	1	0	0.5	7	12.06	0.38	2.11
3,4	A	18.97	2	0	1	6.5	11.21	0.25	2.17
3,5	A	36.45	4	0	2	2	3.45	0.15	2.21
1,1	A	20.31	2	0	1	6	10.21	0.24	0.85
1,2	A	29.07	2	0	1	5	8.51	0.29	0.92
1,3	A	16.75	1	0	0.5	4	6.82	0.13	0.96
1,4	A	27.2	2	0	1	3.5	5.97	0.19	1.01
1,5	A	26.3	2	0	1	2.5	4.26	0.13	1.04
1,6	A	24.46	2	0	1	1	1.71	0.05	1.05
5,1,1	A	25.7	3	0	1.5	11	19.13	0.58	3.1
5,1,2	A	27.62	1	0	0.5	9.5	16.55	0.53	3.24
5,1,3	A	27.08	0	0	0	9	15.7	0.5	3.37
5,1,4	A	23.01	1	0	0.5	7.5	13.1	0.35	3.47
5,1,5	A	13.48	2	0	1	7	12.24	0.19	3.52
5,1,6	A	33.49	2	0	1	1	1.75	0.07	3.53
3,4,1	A	17.67	3	0	1.5	3.5	6.04	0.12	2.2
3,4,2	A	14.88	4	0	2	2	3.45	0.06	2.22
3,1,1	A	16.99	1	0	0.5	2.5	4.3	0.09	1.91
3,1,2	A	21.05	1	0	0.5	2	3.44	0.08	1.93
3,1,3	A	10.73	0	0	0	1.5	2.58	0.03	1.94
3,1,4	A	22.28	1	0	0.5	0.5	0.86	0.02	1.94
1,5,1	A	24.95	1	0	0.5	0.5	0.85	0.02	1.05
5,1,5,1	A	6.23	2	0	1	5	8.75	0.06	3.53
5,1,5,2	A	26.87	3	0	1.5	4	7	0.22	3.59
5,1,5,3	A	25.28	2	0	1	2.5	4.38	0.13	3.63
5,1,5,4	A	22.82	1	0	0.5	1.5	2.63	0.07	3.64
5,1,5,5	A	19.05	1	0	0.5	0.5	0.88	0.02	3.65
3,1,3,1	A	5.4	0	0	0	1	1.72	0.01	1.94
3,1,3,2	A	21.75	2	0	1	1	1.72	0.04	1.95
3,1,2,1	A	25.53	0	0	0	0	0	0	1.93
5,1,3,1	A	27	3	0	1.5	1.5	2.62	0.08	3.39
5,1,5,4,1	A	18.3	1	0	0.5	0.5	0.88	0.02	3.65

ZONA 1 - CENTRO DE CARGA GEOMETRICO

PROYECTO : RED SECUNDARIA W/Lote : 1000
 LOCALIDAD : SECTOR HUATTAMPAMPA FS (SP) : 0.5
 PROVINCIA : CUSCO FS (AP) : 1
 DEPARTAMENTO : CUSCO Cos f (SP) : 0.9
 Cos f (AP) : 1

SE N° : SISTEMA : Pot.Nominal(† Pot.Entregada PÉRDIDAS SE (W):
 1 3F:380/220 160 127.03 3480.92

CIRCUITO N° TRAMO: Pot.Cargas Tramo Perdid Tramo (W):

C-2 R_2 22 589.94

CONFIGURACIÓN SERVICIO PARTICULAR

Soporte N°	Tipo Conductor	Long. (m)	N° de Lotes	Pot. C.E. (KW)	Pot. SP (KW)	Pot. Total (KW)	I. Nodo (A)	Delta V. (V)	% Caida
1	A	23.74	1	0	0.5	22	37.14	1.03	0.27
2	A	32.18	2	0	1	21.5	36.39	1.37	0.63
3	A	29.32	2	0	1	20.5	34.83	1.19	0.95
4	A	31.61	2	0	1	19.5	33.23	1.23	1.27
5	A	19.78	2	0	1	18.5	31.63	0.73	1.46
6	A	21.79	2	0	1	12.5	21.42	0.55	1.61
7	A	26.13	1	0	0.5	11.5	19.73	0.6	1.76
8	A	29.81	3	0	1.5	3.5	6.01	0.21	1.82
9	A	30.24	2	0	1	2	3.44	0.12	1.85
10	A	32.52	2	0	1	1	1.72	0.07	1.87
7,1	A	27.78	3	0	1.5	7.5	12.89	0.42	1.88
7,2	A	25.39	1	0	0.5	6	10.32	0.31	1.96
7,3	A	29.79	3	0	1.5	5.5	9.47	0.33	2.04
7,4	A	30.48	1	0	0.5	4	6.89	0.25	2.11
7,5	A	32.43	2	0	1	3.5	6.04	0.23	2.17
7,6	A	19.63	0	0	0	2.5	4.31	0.1	2.19
7,7	A	29.93	2	0	1	2.5	4.31	0.15	2.21
7,8	A	21.26	2	0	1	1.5	2.59	0.06	2.22
7,9	A	26.88	1	0	0.5	0.5	0.86	0.03	2.23
5,1	A	19.6	4	0	2	5	8.57	0.2	1.51
5,2	A	21.56	2	0	1	3	5.14	0.13	1.55
5,3	A	18.86	2	0	1	1	1.71	0.04	1.56
5,2,1	A	15.05	2	0	1	1	1.71	0.03	1.56

ZONA 1 - CENTRO DE CARGA GEOMETRICO

PROYECTO : RED SECUNDARIA W/Lote : 1000
 LOCALIDAD : SECTOR HUATTAMPAMPA FS (SP) : 0.5
 PROVINCIA : CUSCO FS (AP) : 1
 DEPARTAMENTO : CUSCO Cos f (SP) : 0.9
 Cos f (AP) : 1

SE N° : SISTEMA : Pot.Nominal(† Pot.Entregada PÉRDIDAS SE (W):
 1 3F:380/220 160 127.03 3480.92

CIRCUITO N° TRAMO: Pot.Cargas Tramo Perdid Tramo (W):

C-3 R_3 5.5 13.23

CONFIGURACIÓN SERVICIO PARTICULAR

Soporte N°	Tipo Conductor	Long. (m)	N° de Lotes	Pot. C.E. (KW)	Pot. SP (KW)	Pot. Total (KW)	I. Nodo (A)	Delta V. (V)	% Caida
1	A	14.56	2	0	1	5.5	9.28	0.16	0.04
2	A	30.89	2	0	1	4.5	7.6	0.27	0.11
3	A	21.44	2	0	1	3.5	5.92	0.15	0.15
4	A	36.97	3	0	1.5	2.5	4.23	0.18	0.2
5	A	37.04	2	0	1	1	1.69	0.07	0.22

ZONA 1 - CENTRO DE CARGA GEOMETRICO

PROYECTO :	RED SECUNDARIA	W/Lote :	1000
LOCALIDAD :	SECTOR HUATTAMPAMPA	FS (SP) :	0.5
PROVINCIA :	CUSCO	FS (AP) :	1
DEPARTAMENTO :	CUSCO	Cos f (SP) :	0.9
		Cos f (AP) :	1

SE N° :	SISTEMA :	Pot.Nominal(† Pot.Entregada	PÉRDIDAS SE (W):
1	3F:380/220	160	127.03 3480.92

CIRCUITO N°	TRAMO:	Pot.Cargas Trz	Perdidas Tramo (W):
-------------	--------	----------------	---------------------

C-4	R_4	34.5	822.13
-----	-----	------	--------

CONFIGURACIÓN	SERVICIO PARTICULAR
---------------	---------------------

SopORTE	Tipo	Long.	N° de	Pot. C.E.	Pot. SP	Pot. Total	I. Nodo	Delta V.	% Caida
N°	Conductor	(m)	Lotes	(KW)	(KW)	(KW)	(A)	(V)	-
1	A	11.19	0	0	0	34.5	58.24	0.76	0.2
2	A	18.5	2	0	1	34.5	58.24	1.26	0.33
3	A	26.86	2	0	1	32.5	55.05	1.73	0.79
4	A	26.62	2	0	1	16.5	28.08	0.87	1.02
5	A	26.59	0	0	0	15.5	26.44	0.82	1.23
6	A	31.12	3	0	1.5	13.5	23.07	0.84	1.45
7	A	16.54	3	0	1.5	12	20.56	0.4	1.56
8	A	15.05	3	0	1.5	10.5	18.01	0.32	1.64
9	A	16.97	3	0	1.5	2.5	4.29	0.09	1.67
10	A	23.79	2	0	1	1	1.72	0.05	1.68
2,1	A	24.55	2	0	1	1	1.69	0.05	0.34
3,1	A	12.46	0	0	0	15	25.52	0.37	0.88
3,2	A	13.2	3	0	1.5	14	23.85	0.37	0.98
3,3	A	18.44	2	0	1	7.5	12.79	0.28	1.05
3,4	A	21.92	4	0	2	6.5	11.09	0.28	1.13
3,5	A	34.9	1	0	0.5	0.5	0.85	0.03	1.14
5,1	A	3.51	2	0	1	2	3.42	0.01	1.24
5,2	A	25.02	2	0	1	1	1.71	0.05	1.25
8,1	A	5.18	0	0	0	6.5	11.16	0.07	1.66
8,2	A	24.79	2	0	1	6.5	11.16	0.32	1.73
8,3	A	33.53	2	0	1	5.5	9.45	0.37	1.83
8,4	A	28.72	3	0	1.5	1.5	2.58	0.09	1.85
3,2,1	A	21.84	5	0	2.5	5	8.52	0.22	1.04
3,2,2	A	28.56	3	0	1.5	2.5	4.26	0.14	1.08
3,2,3	A	29.3	2	0	1	1	1.71	0.06	1.09
3,4,1	A	7.54	2	0	1	4	6.83	0.06	1.15
3,4,2	A	22.71	2	0	1	3	5.12	0.14	1.18
3,4,3	A	23.58	4	0	2	2	3.42	0.09	1.21
8,3,1	A	6.83	0	0	0	3	5.16	0.04	1.84
8,3,2	A	26.59	2	0	1	1	1.72	0.05	1.85
3,1,1	A	29.62	0	0	0	1	1.7	0.06	0.9
3,1,2	A	31.74	2	0	1	1	1.7	0.06	0.9
8,3,1,1	A	25.79	4	0	2	2	3.44	0.1	1.86

ZONA 2 - CENTRO DE CARGA GEOMETRICO
 PROYECTO : RED SECUNDARIA W/Lote : 1000
 LOCALIDAD : SECTOR HUATTAMPAMPA FS (SP) : 0.5
 PROVINCIA : CUSCO FS (AP) : 1
 DEPARTAMENTO : CUSCO Cos f (SP) : 0.9
 Cos f (AP) : 1

SE N° : SISTEMA : Pot.Nominal(Pot.EntregadaPÉRDIDAS SE (W):
 1 3F:380/220 100 86.03 1761.35

CIRCUITO N° TRAMO: Pot.Cargas Tramo Perdidas Tramo (W):

C-1 R_1 33.5 996.33

CONFIGURACIÓN SERVICIO PARTICULAR

Soporte	Tipo	Long.	N° de	Pot. C.E.	Pot. SP	Pot. Total	I. Nodo	Delta V.	% Caída
N°	Conductor	(m)	Lotes	(KW)	(KW)	(KW)	(A)	(V)	-
0	A	2	0	0	0	33.5	56.55	0.18	0.05
1	A	25.81	1	0	0.5	33.5	56.55	2.29	0.6
2	A	4.77	1	0	0.5	26.5	45.01	0.34	0.69
3	A	21.35	1	0	0.5	26	44.2	1.48	1.08
4	A	21.35	0	0	0	25.5	43.52	1.46	1.47
5	A	7.14	0	0	0	25.5	43.52	0.49	1.21
6	A	15.2	1	0	0.5	23.5	40.16	0.96	1.46
7	A	24.56	0	0	0	23	39.4	1.52	1.86
8	A	5.32	2	0	1	21	36.12	0.3	1.94
9	A	19.68	2	0	1	20	34.43	1.06	2.22
10	A	3.8	0	0	0	19	32.8	0.2	2.27
11	A	14.21	2	0	1	19	32.8	0.73	2.41
12	A	16.31	1	0	0.5	18	31.14	0.8	2.62
13	A	12.95	0	0	0	14.5	25.14	0.51	2.76
14	A	26.43	2	0	1	14.5	25.14	1.04	2.9
15	A	5.04	1	0	0.5	13.5	23.47	0.19	2.95
16	A	33.18	2	0	1	13	22.61	1.18	3.26
17	A	4.22	1	0	0.5	12	20.94	0.14	3.29
18	A	10.18	1	0	0.5	11.5	20.07	0.32	3.38
19	A	32.03	2	0	1	8.5	14.85	0.75	3.57
20	A	24.26	1	0	0.5	4.5	7.88	0.3	3.65
21	A	5.47	1	0	0.5	3	5.26	0.05	3.67
22	A	29.68	3	0	1.5	2.5	4.38	0.2	3.72
23	A	27.75	2	0	1	1	1.75	0.08	3.74
20,1	A	28.13	2	0	1	1	1.75	0.08	3.67
19,1	A	5.53	1	0	0.5	3	5.25	0.05	3.59
19,2	A	25.57	2	0	1	2.5	4.38	0.18	3.63
19,3	A	30.91	3	0	1.5	1.5	2.63	0.13	3.67
18,1	A	4.62	1	0	0.5	2.5	4.37	0.03	3.39
18,2	A	17.8	2	0	1	2	3.49	0.1	3.41
18,3	A	23.34	0	0	0	1	1.75	0.06	3.43
18,4	A	19.96	2	0	1	1	1.75	0.05	3.43
12,1	A	8.91	2	0	1	3	5.2	0.07	2.64
12,2	A	32.72	3	0	1.5	1.5	2.6	0.13	2.68
5,1	A	5.48	1	0	0.5	2	3.42	0.03	1.22
5,2	A	21.67	3	0	1.5	1.5	2.56	0.09	1.24
1,1	A	15.63	1	0	0.5	6.5	11.04	0.27	0.67
1,2	A	15.07	0	0	0	1	1.7	0.04	0.68
1,3	A	15.57	1	0	0.5	1	1.7	0.04	0.69
1,4	A	18.91	1	0	0.5	0.5	0.85	0.03	0.69
7,1	A	27.28	1	0	0.5	2	3.44	0.15	1.9
7,2	A	23.45	3	0	1.5	1.5	2.58	0.1	1.93
12,1,1	A	14.12	1	0	0.5	0.5	0.87	0.02	2.65
1,1,1	A	13.95	0	0	0	5	8.5	0.19	0.72
1,1,2	A	16.17	1	0	0.5	3	5.1	0.13	0.76
1,1,3	A	21	1	0	0.5	2.5	4.25	0.14	0.79
1,1,4	A	24.85	2	0	1	1	1.7	0.07	0.81
1,1,1,1	A	8.62	2	0	1	2	3.4	0.05	0.74
1,1,1,2	A	26.69	2	0	1	1	1.7	0.07	0.75
1,1,3,1	A	6.78	0	0	0	1	1.7	0.02	0.8
1,1,3,2	A	21.89	2	0	1	1	1.7	0.06	0.81

ZONA 2 - CENTRO DE CARGA GEOMETRICO									
PROYECTO :	RED SECUNDARIA				W/Lote :	1000			
LOCALIDAD :	SECTOR HUATTAMPAMPA				FS (SP) :	0.5			
PROVINCIA :	CUSCO				FS (AP) :	1			
DEPARTAMENTO :	CUSCO				Cos f (SP) :	0.9			
					Cos f (AP) :	1			
SE N° :	SISTEMA :	Pot.Nominal(kV)	Pot.Entregada(kV)	PÉRDIDAS SE (W):					
	1 3F:380/220	100	86.03	1761.35					
CIRCUITO N°	TRAMO:	Pot.Cargas Tramo Perdidas Tramo (W):							
C-2	R_2	30.5	736.14						
CONFIGURACIÓN SERVICIO PARTICULAR									
Soporte	Tipo	Long.	N° de	Pot. C.E.	Pot. SP	Pot. Total	I. Nodo	Delta V.	% Caída
N°	Conductor	(m)	Lotes	(KW)	(KW)	(KW)	(A)	(V)	-
1	A	10.69	0	0	0	30.5	51.49	0.86	0.23
2	A	15.23	2	0	1	30.5	51.49	1.23	0.32
3	A	19.86	3	0	1.5	29.5	49.96	1.56	0.73
4	A	20.55	2	0	1	28	47.62	1.54	1.14
5	A	17.39	0	0	0	27	46.11	1.26	1.47
6	A	3.99	1	0	0.5	27	46.11	0.29	1.21
7	A	8.95	0	0	0	20	34.18	0.48	1.34
8	A	19.58	2	0	1	20	34.18	1.05	1.49
9	A	12	2	0	1	10.5	17.99	0.34	1.58
10	A	20.91	2	0	1	9.5	16.29	0.54	1.72
11	A	26.83	3	0	1.5	8.5	14.6	0.61	1.88
12	A	33.56	3	0	1.5	7	12.04	0.63	2.05
13	A	27.04	3	0	1.5	5.5	9.48	0.4	2.16
14	A	23.01	2	0	1	4	6.9	0.25	2.22
15	A	22.38	5	0	2.5	3	5.18	0.18	2.27
16	A	20.19	1	0	0.5	0.5	0.86	0.03	2.28
8,1	A	22.54	1	0	0.5	8.5	14.57	0.52	1.63
8,2	A	22.93	2	0	1	1	1.72	0.06	1.64
6,1	A	13.89	2	0	1	6.5	11.11	0.24	1.28
6,2	A	20.71	3	0	1.5	5.5	9.41	0.31	1.36
6,3	A	12.48	1	0	0.5	4	6.85	0.13	1.39
6,4	A	28.47	3	0	1.5	3.5	5.99	0.27	1.46
6,5	A	22.7	1	0	0.5	2	3.43	0.12	1.5
6,6	A	27.6	1	0	0.5	1.5	2.57	0.11	1.53
6,7	A	17.44	2	0	1	1	1.71	0.05	1.54
8,1,1	A	3.33	1	0	0.5	7	12.01	0.06	1.64
8,1,2	A	12.2	2	0	1	6.5	11.16	0.21	1.7
8,1,3	A	15.34	2	0	1	5.5	9.45	0.23	1.76
8,1,4	A	6.4	3	0	1.5	4.5	7.73	0.08	1.78
8,1,5	A	18.9	3	0	1.5	3	5.16	0.15	1.82
8,1,6	A	15.07	3	0	1.5	1.5	2.58	0.06	1.84

ZONA 2 - CENTRO DE CARGA GEOMETRICO										
PROYECTO :	RED SECUNDARIA				W/Lote :	1000				
LOCALIDAD :	SECTOR HUATTAMPAMPA				FS (SP) :	0.5				
PROVINCIA :	CUSCO				FS (AP) :	1				
DEPARTAMENTO :	CUSCO				Cos f (SP) :	0.9				
					Cos f (AP) :	1				
SE N° :	SISTEMA :	Pot.Nominal(kV)	Pot.Entregada(kV)	PÉRDIDAS SE (W):						
	1 3F:380/220	100	86.03	1761.35						
CIRCUITO N°	TRAMO:	Pot.Cargas Tramo Perdidas Tramo (W):								
C-3	R_3	12	28.88							
CONFIGURACIÓN SERVICIO PARTICULAR										
Soporte	Tipo	Long.	N° de	Pot. C.E.	Pot. SP	Pot. Total	I. Nodo	Delta V.	% Caída	
N°	Conductor	(m)	Lotes	(KW)	(KW)	(KW)	(A)	(V)	-	
1	A	14.85	3	0	1.5	12	20.26	0.47	0.12	
2	A	25.24	3	0	1.5	4.5	7.61	0.3	0.2	
3	A	30.15	3	0	1.5	1.5	2.54	0.12	0.24	
2,1	A	9.76	3	0	1.5	1.5	2.54	0.04	0.21	
1,1	A	22.39	2	0	1	6	10.14	0.36	0.22	
1,2	A	27.03	3	0	1.5	3	5.08	0.22	0.27	
1,3	A	8.52	1	0	0.5	1.5	2.54	0.03	0.28	
1,4	A	21.54	2	0	1	1	1.69	0.06	0.3	
1,1,1	A	9.01	2	0	1	2	3.38	0.05	0.23	
1,1,2	A	21.35	2	0	1	1	1.69	0.06	0.25	

Apéndice H

REPORTE DE CAÍDAS DE TENSIÓN CON DIRED CAD – MÉTODO CONGLOMERADOS COMBINADOS

ZONA 1 - CONGLOMERADOS COMBINADOS														
PROYECTO :		RED SECUNDARIA				W/Lote :		1000						
LOCALIDAD :		SECTOR HUATTAMPAMPA				FS (SP) :		0.5						
PROVINCIA :		CUSCO				FS (AP) :		1						
DEPARTAMENTO :		CUSCO				Cos f (SP) :		0.9						
						Cos f (AP) :		1						
SE N° :		SISTEMA :		Pot.Nominal(kV)		Pot.Entregada(kV)		PÉRDIDAS SE (W):						
		1 3F:380/220		160		126.55		2954.11						
CIRCUITO N°		TRAMO:		Pot.Cargas Tramo (W):		Perdidas Tramo (W):								
C-1		R_4		20.5		522.44								
CONFIGURACIÓN			SERVICIO PARTICULAR											
Soporte		Tipo		Long.		N° de		Pot. C.E.		Pot. SP	Pot. Total	I. Nodo	Delta V.	% Caída
N°		Conductor		(m)		Lotes		(kW)		(kW)	(kW)	(A)	(V)	-
1		A		11.93		0		0		0	20.5	34.61	0.48	0.13
2		A		27.81		0		0		0	20.5	34.61	1.13	0.3
3		A		27.7		2		0		1	20.5	34.61	1.12	0.3
4		A		27.48		2		0		1	17	28.78	0.93	0.54
5		A		43.52		2		0		1	16	27.16	1.38	0.9
6		A		25.46		2		0		1	12.5	21.29	0.63	1.07
7		A		19.9		2		0		1	11.5	19.62	0.46	1.19
8		A		21.16		1		0		0.5	10.5	17.94	0.44	1.31
9		A		21.48		3		0		1.5	10	17.11	0.43	1.42
10		A		10.24		0		0		0	1.5	2.57	0.03	1.43
11		A		21.39		1		0		0.5	1.5	2.57	0.06	1.44
12		A		19.79		2		0		1	1	1.71	0.04	1.45
5,1		A		13.88		2		0		1	2.5	4.26	0.07	0.92
5,2		A		16.73		2		0		1	1.5	2.56	0.05	0.93
5,3		A		26.73		1		0		0.5	0.5	0.85	0.03	0.94
3,1		A		14.67		1		0		0.5	2.5	4.23	0.07	0.31
3,2		A		26.17		0		0		0	2	3.39	0.1	0.34
3,3		A		9.2		2		0		1	1	1.69	0.02	0.35
3,4		A		25.75		0		0		0	0	0	0	0.35
3,5		A		18.99		0		0		0	0	0	0	0.35
9,1		A		29.45		1		0		0.5	7	11.99	0.41	1.53
9,2		A		22.44		2		0		1	6.5	11.14	0.29	1.61
9,3		A		22.01		2		0		1	5.5	9.44	0.24	1.67
9,4		A		11.21		1		0		0.5	4.5	7.73	0.1	1.7
9,5		A		34.77		1		0		0.5	0.5	0.86	0.03	1.71
3,2,1		A		24.3		2		0		1	1	1.69	0.05	0.35
9,4,1		A		8.59		1		0		0.5	3.5	6.01	0.06	1.71
9,4,2		A		17.02		2		0		1	3	5.15	0.1	1.74
9,4,3		A		12.35		2		0		1	2	3.44	0.05	1.75
9,4,4		A		25.36		2		0		1	1	1.72	0.05	1.77

ZONA 1 - CONGLOMERADOS COMBINADOS
 PROYECTO : RED SECUNDARIA W/Lote : 1000
 LOCALIDAD : SECTOR HUATTAMPAMPA FS (SP) : 0.5
 PROVINCIA : CUSCO FS (AP) : 1
 DEPARTAMENTO : CUSCO Cos f (SP) : 0.9
 Cos f (AP) : 1

SE N° : SISTEMA : Pot.Nominal(† Pot.Entregada PÉRDIDAS SE (W):
 1 3F:380/220 160 126.55 2954.11

CIRCUITO N° TRAMO: Pot.Cargas Trz Perdidas Tramo (W):
 C-2 R_1 50.5 1922.17

SERVICIO PARTICULAR									
Soporte	Tipo	Long.	N° de	Pot. C.E.	Pot. SP	Pot. Total	I. Nodo	Delta V.	% Caída
N°	Conductor	(m)	Lotes	(KW)	(KW)	(KW)	(A)	(V)	-
1	A	11.64	0	0	0	50.5	85.25	1.16	0.31
2	A	17.86	2	0	1	50.5	85.25	1.78	0.47
3	A	29.4	0	0	0	48.5	82.26	2.83	1.21
4	A	23.76	1	0	0.5	12.5	21.36	0.59	1.37
5	A	32.18	2	0	1	12	20.54	0.77	1.57
6	A	29.32	2	0	1	11	18.87	0.65	1.74
7	A	31.61	2	0	1	10	17.18	0.64	1.91
8	A	19.78	2	0	1	9	15.49	0.36	2
9	A	21.79	2	0	1	6.5	11.2	0.29	2.08
10	A	26.13	1	0	0.5	5.5	9.48	0.29	2.16
11	A	29.81	3	0	1.5	3.5	6.04	0.21	2.21
12	A	30.24	2	0	1	2	3.45	0.12	2.24
13	A	32.52	2	0	1	1	1.73	0.07	2.26
10,1	A	27.78	3	0	1.5	1.5	2.59	0.08	2.18
8,1	A	19.6	3	0	1.5	1.5	2.58	0.06	2.02
3,1	A	18.27	2	0	1	5.5	9.4	0.2	1.27
3,2	A	26.26	2	0	1	4.5	7.69	0.24	1.33
3,3	A	30.8	2	0	1	3.5	5.99	0.22	1.39
3,4	A	29.28	3	0	1.5	2.5	4.28	0.15	1.42
3,5	A	34.36	2	0	1	1	1.71	0.07	1.44
2,1	A	21.73	2	0	1	1	1.7	0.04	0.48
3,6	A	28.66	2	0	1	30.5	52.12	1.75	1.67
3,7	A	14.67	0	0	0	11	18.89	0.32	1.76
3,8	A	17.93	2	0	1	11	18.89	0.4	1.78
3,9	A	25.14	2	0	1	10	17.19	0.51	1.91
3,10	A	15.37	1	0	0.5	9	15.49	0.28	1.98
3,11	A	24.6	2	0	1	8.5	14.64	0.42	2.09
3,12	A	5.53	2	0	1	3	5.17	0.03	2.1
3,13	A	16.25	2	0	1	2	3.45	0.07	2.12
3,14	A	13.72	2	0	1	1	1.72	0.03	2.13
3,11,1	A	21.74	2	0	1	4.5	7.76	0.2	2.15
3,11,2	A	24.12	2	0	1	3	5.18	0.15	2.19
3,11,3	A	9.46	3	0	1.5	2	3.45	0.04	2.2
3,11,4	A	22.69	1	0	0.5	0.5	0.86	0.02	2.2
3,6,1	A	23.9	2	0	1	18.5	31.76	0.89	1.91
3,6,2	A	25.86	1	0	0.5	17.5	30.12	0.91	2.15
3,6,3	A	10.01	1	0	0.5	11	18.98	0.22	2.21
3,6,4	A	26.8	2	0	1	10.5	18.13	0.57	2.35
3,6,5	A	26.24	2	0	1	9.5	16.42	0.5	2.49
3,6,6	A	19.3	2	0	1	8.5	14.72	0.33	2.57
3,6,7	A	40.44	2	0	1	4.5	7.8	0.37	2.67
3,6,8	A	8.64	2	0	1	3.5	6.07	0.06	2.69
3,6,9	A	26.68	2	0	1	1.5	2.6	0.08	2.71
3,6,10	A	27.39	1	0	0.5	0.5	0.87	0.03	2.72
3,11,1,1	A	26.7	1	0	0.5	0.5	0.86	0.03	2.15
3,6,6,1	A	13.29	3	0	1.5	3	5.2	0.08	2.6
3,6,6,2	A	14.48	3	0	1.5	1.5	2.6	0.04	2.61
3,6,8,1	A	23.51	2	0	1	1	1.73	0.05	2.7
3,6,2,1	A	28.09	4	0	2	6	10.35	0.34	2.24
3,6,2,2	A	6.49	1	0	0.5	4	6.91	0.05	2.25
3,6,2,3	A	20.99	2	0	1	3.5	6.04	0.15	2.29
3,6,2,4	A	22.18	2	0	1	2.5	4.32	0.11	2.32
3,6,2,5	A	11.9	1	0	0.5	1.5	2.59	0.04	2.33
3,6,2,6	A	25.31	2	0	1	1	1.73	0.05	2.34

ZONA 1 - CONGLOMERADOS COMBINADOS

PROYECTO : RED SECUNDARIA W/Lote : 1000

LOCALIDAD : SECTOR HUATTAMPAMPA FS (SP) : 0.5

PROVINCIA : CUSCO FS (AP) : 1

DEPARTAMENTO : CUSCO Cos f (SP) : 0.9

Cos f (AP) : 1

SE N° : SISTEMA : Pot.Nominal(† Pot.Entregada PÉRDIDAS SE (W):

1 3F:380/220 160 126.55 2954.11

CIRCUITO N° TRAMO: Pot.Cargas Tr Perdidas Tramo (W):

C-3 R_3 17.5 231.35

CONFIGURACIÓN		SERVICIO PARTICULAR							
Soporte	Tipo	Long.	N° de	Pot. C.E.	Pot. SP	Pot. Total	I. Nodo	Delta V.	% Caída
N°	Conductor	(m)	Lotes	(KW)	(KW)	(KW)	(A)	(V)	-
1	A	7.99	2	0	1	17.5	29.54	0.28	0.07
2	A	24.6	2	0	1	16.5	27.87	0.8	0.28
3	A	28.27	2	0	1	15.5	26.24	0.87	0.51
4	A	26.02	2	0	1	1	1.7	0.05	0.53
3,1	A	30.56	3	0	1.5	13.5	22.91	0.82	0.73
3,2	A	15.13	3	0	1.5	12	20.41	0.36	0.82
3,3	A	14.22	3	0	1.5	10.5	17.87	0.3	0.9
3,4	A	18.65	3	0	1.5	2.5	4.26	0.09	0.93
3,5	A	22.62	2	0	1	1	1.7	0.05	0.94
3,3,1	A	5.86	0	0	0	6.5	11.07	0.08	0.92
3,3,2	A	24.67	2	0	1	6.5	11.07	0.32	0.99
3,3,3	A	29.17	3	0	1.5	5.5	9.38	0.32	1.07
3,3,4	A	34.06	3	0	1.5	1.5	2.56	0.1	1.1
3,3,3,1	A	32.6	2	0	1	1	1.71	0.07	1.09
3,3,3,2	A	20.14	3	0	1.5	1.5	2.56	0.06	1.09

ZONA 1 - CONGLOMERADOS COMBINADOS

PROYECTO : RED SECUNDARIA W/Lote : 1000

LOCALIDAD : SECTOR HUATTAMPAMPA FS (SP) : 0.5

PROVINCIA : CUSCO FS (AP) : 1

DEPARTAMENTO : CUSCO Cos f (SP) : 0.9

Cos f (AP) : 1

SE N° : SISTEMA : Pot.Nominal(† Pot.Entregada PÉRDIDAS SE (W):

1 3F:380/220 160 126.55 2954.11

CIRCUITO N° TRAMO: Pot.Cargas Tr Perdidas Tramo (W):

C-4 R_2 23 278.15

CONFIGURACIÓN		SERVICIO PARTICULAR							
Soporte	Tipo	Long.	N° de	Pot. C.E.	Pot. SP	Pot. Total	I. Nodo	Delta V.	% Caída
N°	Conductor	(m)	Lotes	(KW)	(KW)	(KW)	(A)	(V)	-
1	A	4.15	2	0	1	23	38.83	0.19	0.05
2	A	12.39	3	0	1.5	22	37.16	0.54	0.19
3	A	14.16	1	0	0.5	4	6.77	0.11	0.22
4	A	15.43	2	0	1	3.5	5.92	0.11	0.25
5	A	17.23	2	0	1	2.5	4.23	0.09	0.27
6	A	26.86	2	0	1	1	1.69	0.05	0.29
2,1	A	16.3	3	0	1.5	16.5	27.91	0.53	0.33
2,2	A	25.8	3	0	1.5	15	25.41	0.77	0.53
2,3	A	32.7	1	0	0.5	0.5	0.85	0.03	0.54
5,1	A	20.08	1	0	0.5	0.5	0.85	0.02	0.28
2,2,1	A	10.28	1	0	0.5	13	22.06	0.27	0.6
2,2,2	A	20.1	2	0	1	12.5	21.23	0.5	0.73
2,2,3	A	14.55	2	0	1	11.5	19.56	0.33	0.82
2,2,4	A	20.65	3	0	1.5	10.5	17.87	0.43	0.94
2,2,5	A	18.63	2	0	1	9	15.34	0.33	1.02
2,2,6	A	18.55	0	0	0	8	13.64	0.3	1.1
2,2,7	A	11	2	0	1	8	13.64	0.18	1.07
2,2,8	A	21.7	3	0	1.5	7	11.94	0.3	1.15
2,2,9	A	36.79	2	0	1	1	1.71	0.07	1.17
2,2,8,1	A	11.59	2	0	1	4.5	7.69	0.1	1.18
2,2,8,2	A	23.06	2	0	1	3.5	5.98	0.16	1.22
2,2,8,3	A	27.78	2	0	1	2.5	4.27	0.14	1.26
2,2,8,4	A	17.96	2	0	1	1.5	2.56	0.05	1.27
2,2,8,5	A	12.71	1	0	0.5	0.5	0.85	0.01	1.27

ZONA 2 - CONGLOMERADOS COMBINADOS

PROYECTO : RED SECUNDARIA W/Lote : 1000

LOCALIDAD : SECTOR HUATTAMPAMPA FS (SP) : 0.5

PROVINCIA : CUSCO FS (AP) : 1

DEPARTAMENTO : CUSCO Cos f (SP) : 0.9

Cos f (AP) : 1

SE N° : SISTEMA : Pot.Nominal(kV) Pot.Entregada PÉRDIDAS SE (W):

1 3F:380/220 100 85.85 1553.71

CIRCUITO N° TRAMO: Pot.Cargas Tramo Perdidas Tramo (W):

C-1 R_2 44 1051.6

CONFIGURACIÓN

SERVICIO PARTICULAR

Soporte	Tipo	Long.	N° de	Pot. C.E.	Pot. SP	Pot. Total	I. Nodo	Delta V.	% Caída
N°	Conductor	(m)	Lotes	(KW)	(KW)	(KW)	(A)	(V)	-
1	A	8.57	3	0	1.5	44	74.28	0.75	0.2
2	A	12.67	3	0	1.5	42.5	71.89	1.07	0.48
3	A	26.06	2	0	1	13.5	22.9	0.7	0.66
4	A	23.47	3	0	1.5	11.5	19.54	0.54	0.8
5	A	23.81	3	0	1.5	4.5	7.66	0.21	0.86
6	A	27.2	3	0	1.5	1.5	2.55	0.08	0.88
4,1	A	12.95	2	0	1	3.5	5.96	0.09	0.83
4,2	A	21.12	3	0	1.5	2.5	4.26	0.11	0.85
4,3	A	19.21	2	0	1	1	1.7	0.04	0.86
5,1	A	9.24	3	0	1.5	1.5	2.55	0.03	0.86
4,4	A	11.23	0	0	0	2	3.4	0.04	0.81
4,5	A	29.35	2	0	1	2	3.4	0.12	0.83
4,6	A	26.07	1	0	0.5	1	1.7	0.05	0.85
4,7	A	20.55	1	0	0.5	0.5	0.85	0.02	0.85
2,1	A	8.23	1	0	0.5	27.5	46.65	0.45	0.59
2,2	A	25.22	2	0	1	27	45.85	1.35	0.95
2,3	A	11.66	2	0	1	26	44.31	0.6	1.11
2,4	A	7.49	0	0	0	0.5	0.85	0.01	1.11
2,5	A	16.66	1	0	0.5	0.5	0.85	0.02	1.11
3,1	A	7.94	2	0	1	1	1.7	0.02	0.66
2,3,1	A	26.69	2	0	1	24.5	41.82	1.31	1.45
2,3,2	A	35.54	3	0	1.5	19.5	33.4	1.39	1.82
2,3,3	A	7.33	2	0	1	3	5.16	0.04	1.83
2,3,4	A	26.3	0	0	0	2	3.44	0.11	1.86
2,3,5	A	5.83	0	0	0	2	3.44	0.02	1.84
2,3,6	A	15.61	2	0	1	1	1.72	0.03	1.85
2,3,1,1	A	7.56	2	0	1	4	6.85	0.06	1.47
2,3,1,2	A	19.96	2	0	1	3	5.14	0.12	1.5
2,3,1,3	A	15.83	2	0	1	2	3.43	0.06	1.52
2,3,1,4	A	7.2	2	0	1	1	1.71	0.01	1.52
2,3,5,1	A	16.62	2	0	1	1	1.72	0.03	1.85
2,3,2,1	A	20.7	2	0	1	15	25.79	0.62	1.98
2,3,2,2	A	24.45	2	0	1	14	24.11	0.69	2.17
2,3,2,3	A	9.51	1	0	0.5	2.5	4.31	0.05	2.18
2,3,2,4	A	24.27	2	0	1	2	3.45	0.1	2.2
2,3,2,5	A	32.15	2	0	1	1	1.73	0.06	2.22
2,3,2,2,1	A	8.27	1	0	0.5	10.5	18.12	0.18	2.21
2,3,2,2,2	A	10.27	3	0	1.5	1.5	2.59	0.03	2.22
2,3,2,2,1,1	A	32.22	2	0	1	8.5	14.67	0.55	2.36
2,3,2,2,1,2	A	5.79	1	0	0.5	3	5.19	0.04	2.37
2,3,2,2,1,3	A	25.82	2	0	1	2.5	4.32	0.13	2.4
2,3,2,2,1,4	A	32.05	3	0	1.5	1.5	2.59	0.1	2.43
2,3,2,2,1,1,1	A	29.2	1	0	0.5	4.5	7.78	0.27	2.43
2,3,2,2,1,1,2	A	4.38	1	0	0.5	3	5.19	0.03	2.43
2,3,2,2,1,1,3	A	24	3	0	1.5	2.5	4.33	0.12	2.47
2,3,2,2,1,1,4	A	33.42	2	0	1	1	1.73	0.07	2.48
2,3,2,2,1,1,1,1	A	24.27	2	0	1	1	1.73	0.05	2.44

ZONA 2 - CONGLOMERADOS COMBINADOS

PROYECTO : RED SECUNDARIA W/Lote : 1000
 LOCALIDAD : SECTOR HUATTAMPAMPA FS (SP) : 0.5
 PROVINCIA : CUSCO FS (AP) : 1
 DEPARTAMENTO : CUSCO Cos f (SP) : 0.9
 Cos f (AP) : 1

SE N° : SISTEMA : Pot.Nominal(† Pot.Entregada PÉRDIDAS SE (W):
 1 3F:380/220 100 85.85 1553.71

CIRCUITO N° TRAMO: Pot.Cargas Tramo Perdidas Tramo (W):

C-2 R_1 21.5 437.77

CONFIGURACIÓN SERVICIO PARTICULAR

Soporte	Tipo	Long.	N° de	Pot. C.E.	Pot. SP	Pot. Total	I. Nodo	Delta V.	% Caída
N°	Conductor	(m)	Lotes	(KW)	(KW)	(KW)	(A)	(V)	-
N0	A	2	0	0	0	21.5	36.3	0.08	0.02
1	A	17.87	2	0	1	21.5	36.3	0.76	0.2
2	A	25.61	2	0	1	20.5	34.68	1.04	0.47
3	A	19.45	3	0	1.5	19.5	33.08	0.75	0.67
4	A	23.35	2	0	1	18	30.59	0.84	0.89
5	A	13.82	1	0	0.5	17	28.96	0.47	1.01
6	A	11.12	0	0	0	16.5	28.14	0.37	1.11
7	A	19.29	2	0	1	16.5	28.14	0.64	1.18
8	A	11.34	2	0	1	7.5	12.81	0.17	1.23
9	A	21.24	2	0	1	6.5	11.11	0.28	1.3
10	A	26.91	3	0	1.5	5.5	9.41	0.3	1.38
11	A	33	3	0	1.5	4	6.85	0.26	1.45
12	A	34.1	2	0	1	2.5	4.28	0.17	1.49
13	A	26.99	2	0	1	1.5	2.57	0.08	1.51
14	A	26.97	1	0	0.5	0.5	0.86	0.03	1.52
7,1	A	21.36	0	0	0	8	13.67	0.34	1.27
7,2	A	24.02	2	0	1	1	1.71	0.05	1.28
7,1,1	A	3.38	1	0	0.5	7	11.97	0.05	1.28
7,1,2	A	11.34	2	0	1	6.5	11.12	0.15	1.32
7,1,3	A	16.75	2	0	1	5.5	9.41	0.18	1.37
7,1,4	A	6.29	3	0	1.5	4.5	7.7	0.06	1.39
7,1,5	A	18.07	3	0	1.5	3	5.14	0.11	1.41
7,1,6	A	15.74	3	0	1.5	1.5	2.57	0.05	1.43

ZONA 2 - CONGLOMERADOS COMBINADOS

PROYECTO : RED SECUNDARIA W/Lote : 1000
 LOCALIDAD : SECTOR HUATTAMPAMPA FS (SP) : 0.5
 PROVINCIA : CUSCO FS (AP) : 1
 DEPARTAMENTO : CUSCO Cos f (SP) : 0.9
 Cos f (AP) : 1

SE N° : SISTEMA : Pot.Nominal(† Pot.Entregada PÉRDIDAS SE (W):
 1 3F:380/220 100 85.85 1553.71

CIRCUITO N° TRAMO: Pot.Cargas Tramo Perdidas Tramo (W):

C-3 R_3 10.5 64.35

CONFIGURACIÓN SERVICIO PARTICULAR

Soporte	Tipo	Long.	N° de	Pot. C.E.	Pot. SP	Pot. Total	I. Nodo	Delta V.	% Caída
N°	Conductor	(m)	Lotes	(KW)	(KW)	(KW)	(A)	(V)	-
1	A	9.02	2	0	1	10.5	17.73	0.19	0.05
2	A	19.81	2	0	1	9.5	16.05	0.37	0.15
3	A	28.2	3	0	1.5	8.5	14.37	0.47	0.27
N4	A	1.49	0	0	0	7	11.85	0.02	0.28
4	A	15.88	0	0	0	7	11.85	0.22	0.33
5	A	16.18	2	0	1	7	11.85	0.22	0.33
6	A	16.15	2	0	1	6	10.16	0.19	0.38
7	A	19.48	2	0	1	5	8.47	0.19	0.43
8	A	37.76	2	0	1	1.5	2.54	0.11	0.46
9	A	7.34	1	0	0.5	0.5	0.85	0.01	0.46
7,1	A	9	2	0	1	2.5	4.24	0.04	0.44
7,2	A	33.28	3	0	1.5	1.5	2.54	0.1	0.47

Apéndice I

MANUAL BÁSICO DE USO DEL LENGUAJE PYTHON APLICADO AL DESARROLLO DEL MODELO

1. INTRODUCCIÓN

El presente manual describe el uso del lenguaje de programación Python, el cual ha sido utilizado como herramienta principal para el desarrollo del modelo de análisis, simulación y optimización del sistema eléctrico de distribución.

Python es un lenguaje de programación interpretado, de alto nivel y propósito general, ampliamente utilizado en ingeniería debido a su capacidad para el análisis numérico, procesamiento de datos, modelamiento matemático y visualización de resultados.

En el presente trabajo, Python permite integrar en un solo entorno el manejo de información georreferenciada, el análisis de redes eléctricas y la optimización de la ubicación de la Subestación de Distribución (SED).

2. ENTORNO DE DESARROLLO

El desarrollo del modelo se realizó utilizando Python en su versión 3.x, el cual puede ejecutarse en distintos entornos de desarrollo integrados (IDE), tales como Visual Studio Code, PyCharm o Jupyter Notebook.

Estos entornos permiten:

- La escritura ordenada del código fuente
- La ejecución por bloques
- La depuración de errores
- La visualización progresiva de resultados

El uso de un entorno adecuado facilita el desarrollo de modelos computacionales complejos en ingeniería.

3. EJECUCIÓN DE PROGRAMAS EN PYTHON

Un programa en Python se almacena en archivos con extensión “.py” y puede ejecutarse desde una terminal o desde un entorno de desarrollo.

Ejemplo básico:

```
</> Python
```

```
print("Ejecución del modelo de sistema eléctrico")
```

El modelo desarrollado en la presente investigación se ejecuta de manera secuencial, iniciando con la carga de datos, seguido del procesamiento de información, la optimización del sistema y la generación de resultados.

4. VARIABLES Y ESTRUCTURAS BÁSICAS

Python permite la declaración de variables de manera dinámica, sin necesidad de especificar su tipo de dato.

Ejemplo:

```
</> Python
```

```
x = 10  
y = 25.5  
nombre = "Sistema de distribución"
```

Asimismo, se emplean estructuras de control como condicionales y bucles.

Condicional:

```
</> Python
```

```
if x > y:  
    print("x es mayor")
```

Bucle:

```
</> Python
```

```
for i in range(5):  
    print(i)
```

Estas estructuras son fundamentales para la implementación de algoritmos de cálculo y evaluación de restricciones del sistema eléctrico.

5. MANEJO DE DATOS

Para el manejo de datos estructurados se utilizó la librería Pandas.

Esta herramienta permite la lectura de archivos en formato Excel que contienen la información de nodos, cargas eléctricas y conexiones del sistema.

Ejemplo:

```
</> Python  
  
import pandas as pd  
df = pd.read_excel("nodos.xlsx")
```

El uso de esta librería facilita la organización y procesamiento de grandes volúmenes de información.

6. CÁLCULO NUMÉRICO

Para el cálculo numérico y operaciones vectoriales se utilizó la librería NumPy.

Ejemplo:

```
</> Python  
  
import numpy as np  
  
a = np.array([1, 2, 3])  
b = np.array([4, 5, 6])  
c = a + b
```

Esta librería permite realizar cálculos eficientes de distancias, potencias y operaciones matemáticas necesarias en el análisis del sistema eléctrico.

7. VISUALIZACIÓN DE RESULTADOS

Para la representación gráfica de los resultados se utilizó la librería Matplotlib.

Ejemplo:

</> Python

```
import matplotlib.pyplot as plt

plt.plot([1,2,3],[4,5,6])
plt.show()
```

Esta herramienta permite la visualización de la red eléctrica, rutas de alimentación y ubicación óptima de la SED.

8. MODELAMIENTO DE REDES ELÉCTRICAS

Para el modelamiento de redes se utilizó la librería NetworkX.

Ejemplo:

</> Python

```
import networkx as nx

G = nx.Graph()
G.add_node(1)
G.add_edge(1,2)
```

Esta librería permite representar el sistema eléctrico como un grafo compuesto por nodos (cargas) y aristas (conductores), facilitando el análisis de rutas y conectividad.

9. OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA

Para la optimización del sistema se utilizó la librería SciPy, mediante el método de evolución diferencial.

</> Python

```
from scipy.optimize import differential_evolution
```

Este método permite resolver problemas de optimización no lineal, evaluando múltiples soluciones posibles hasta encontrar la ubicación óptima de la SED que minimiza el costo total del sistema.

10. INTEGRACIÓN DEL MODELO COMPUTACIONAL

El modelo desarrollado integra el procesamiento de datos, el modelamiento de la red eléctrica, la evaluación de restricciones técnicas, la optimización del sistema y la visualización de resultados.

Esta integración permite automatizar el análisis del sistema eléctrico, reduciendo tiempos de cálculo y mejorando la precisión del diseño.

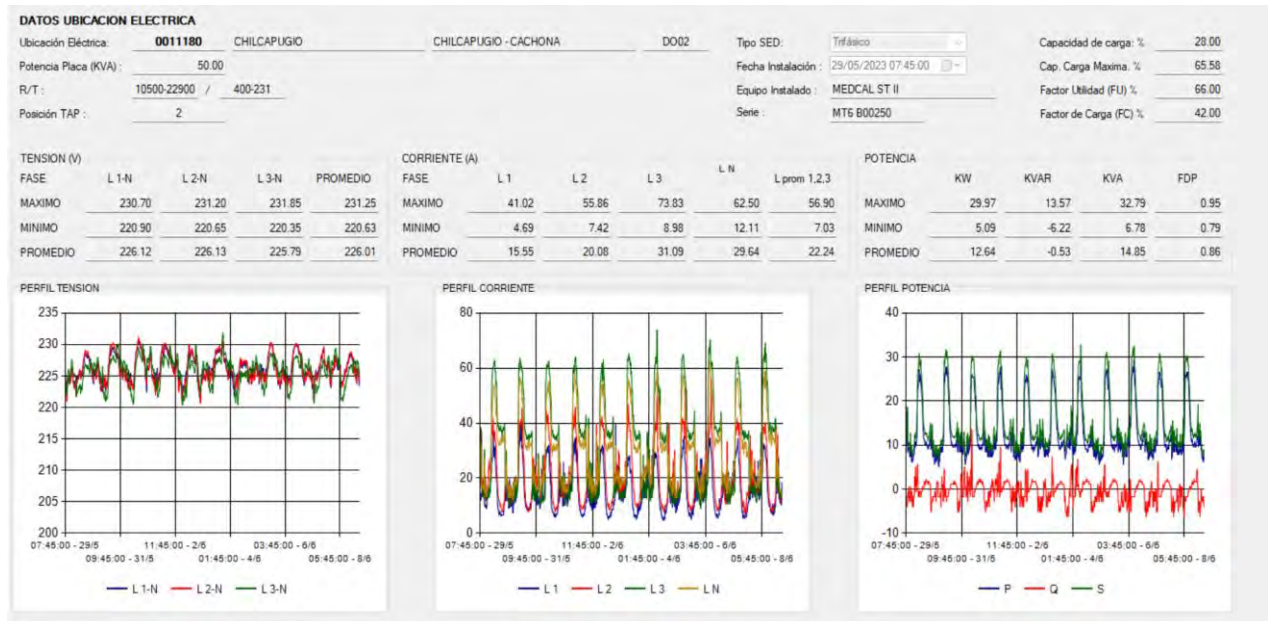
11. CONCLUSIONES

El uso de Python permitió desarrollar un modelo computacional eficiente para el análisis y optimización del sistema eléctrico de distribución. Su capacidad de integración de múltiples librerías científicas lo convierte en una herramienta adecuada para resolver problemas de ingeniería eléctrica de mediana y alta complejidad.

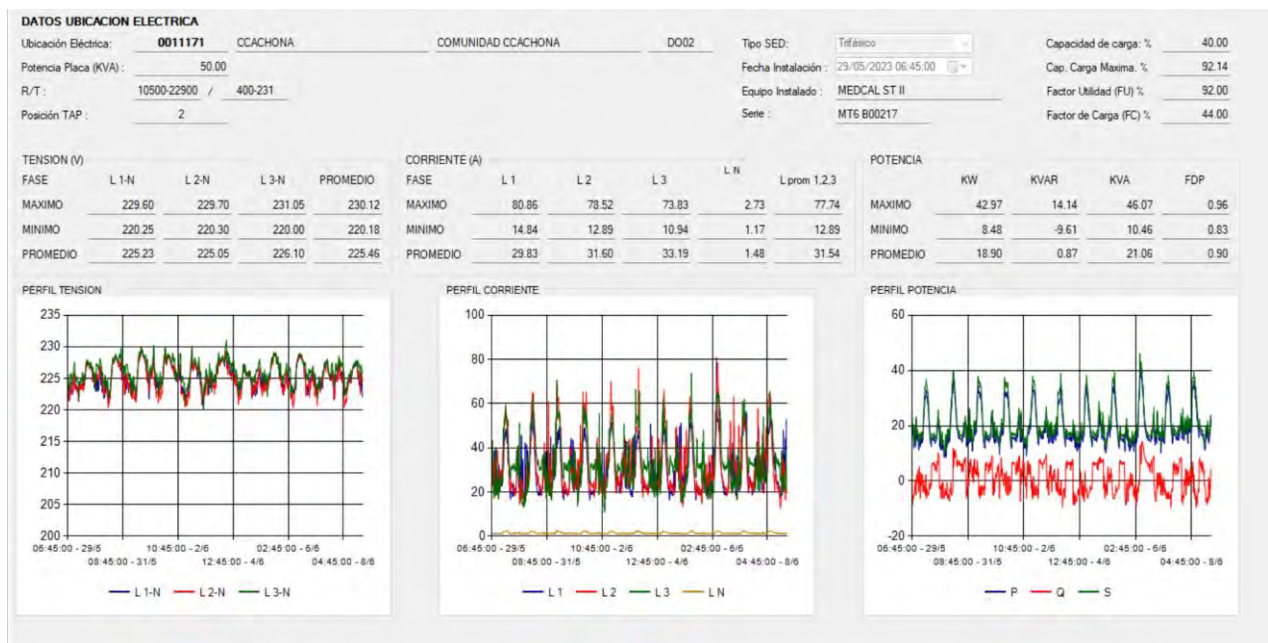
Anexo A

CARGABILIDAD DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

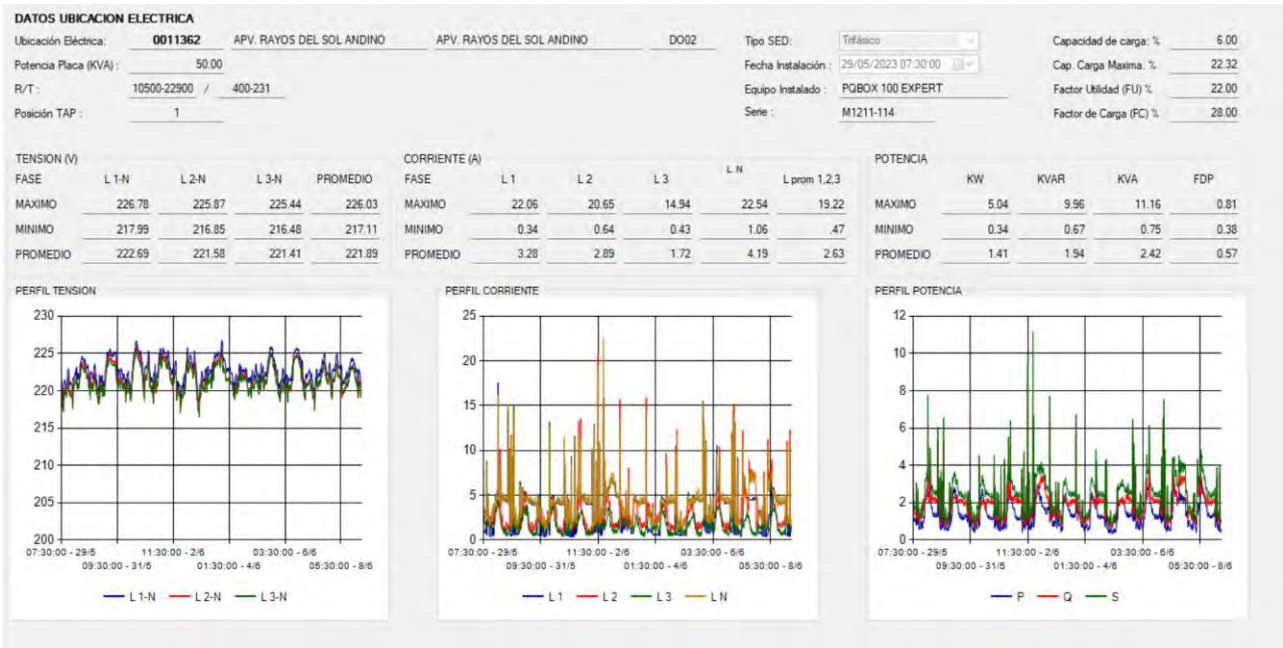
SED 0011180



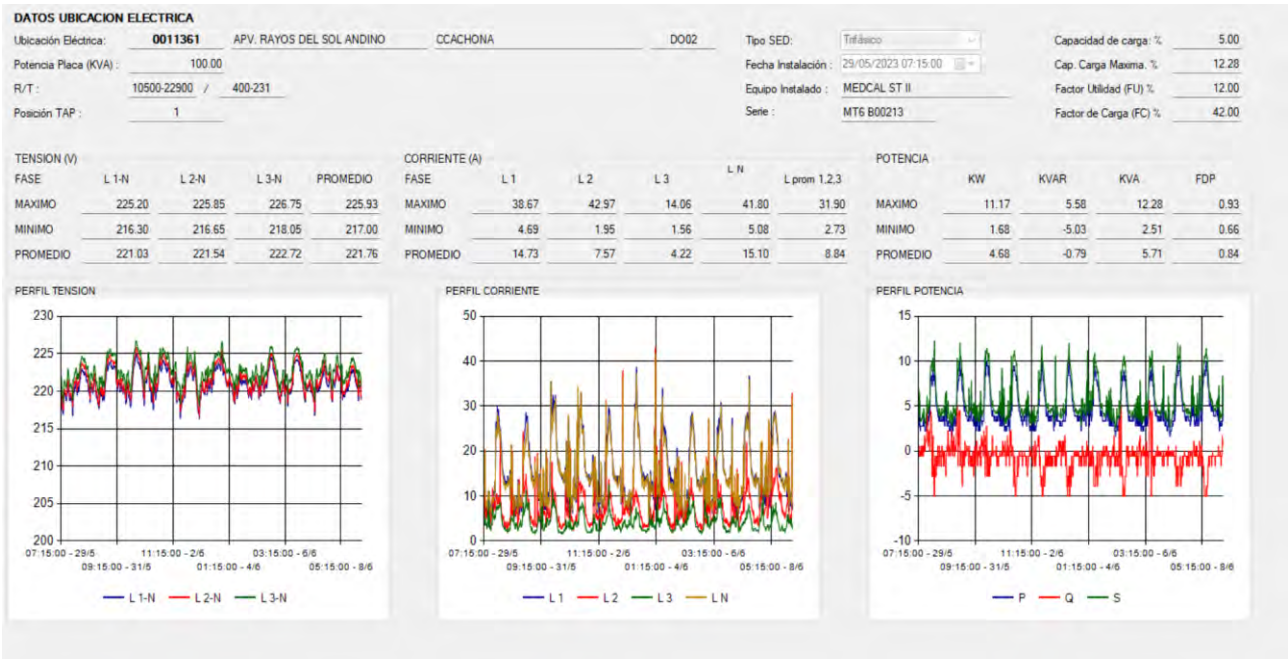
SED 0011171



SED 0011362



SED 0011361



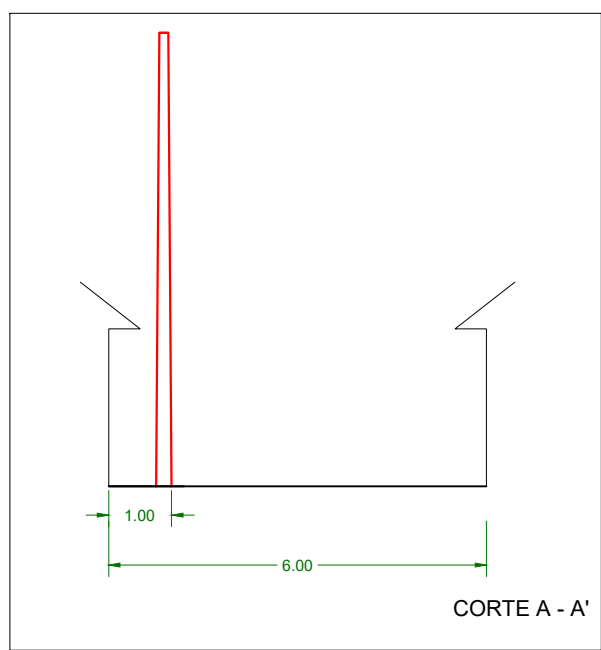
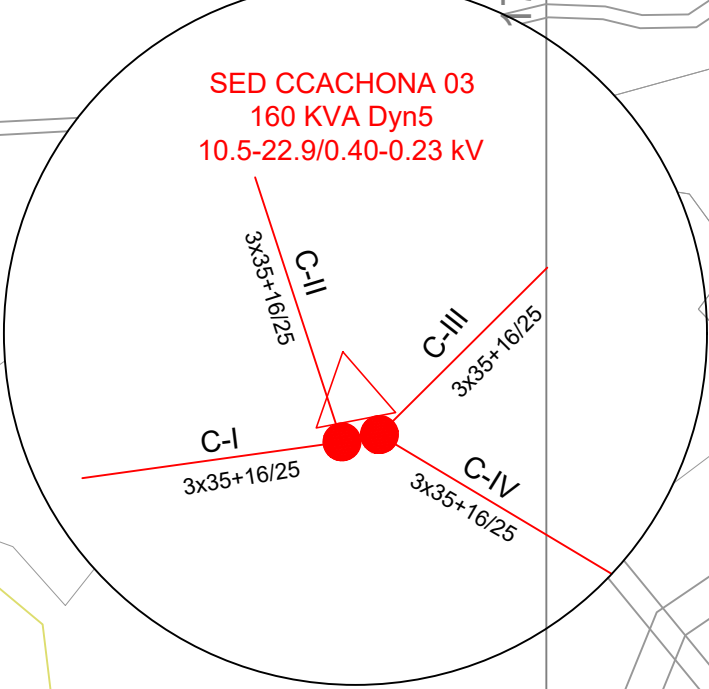
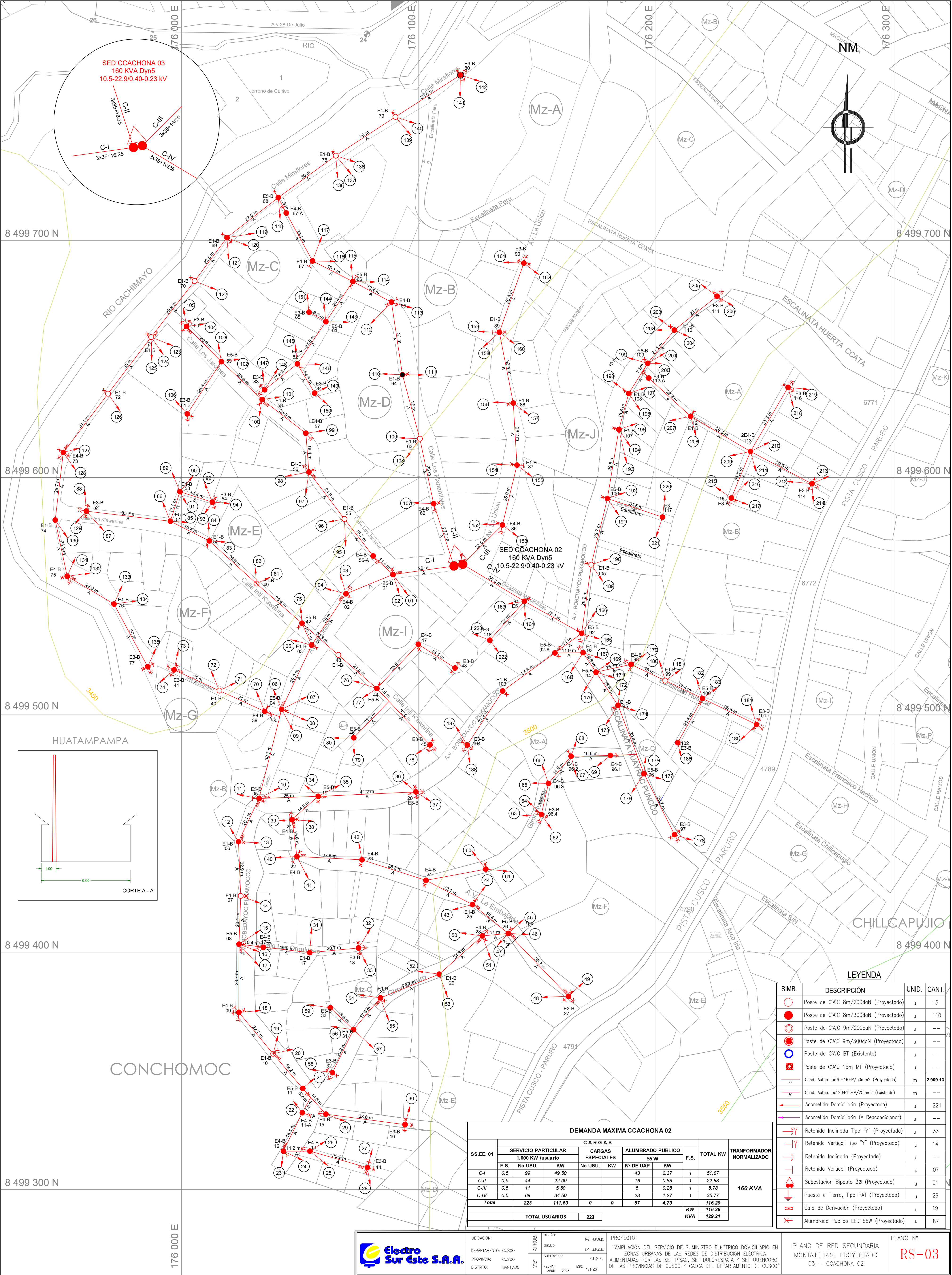
SED 0010409



Nota: Oficina de Control de Calidad 2023 - ELSE

ANEXO B

PLANOS



DEMANDA MAXIMA CCACHONA 02										
SS.EE. 01	C A R G A S							TOTAL KW	TRANSFORMADOR NORMALIZADO	
	SERVICIO PARTICULAR			CARGAS ESPECIALES		ALUMBRADO PUBLICO				F.S.
	1.000 KW /usuario			No USU.	KW	Nº DE UAP	KW			
	F.S.	No USU.	KW							
C-I	0.5	99	49.50			43	2.37	1	51.87	160 KVA
C-II	0.5	44	22.00			16	0.88	1	22.88	
C-III	0.5	11	5.50			5	0.28	1	5.78	
C-IV	0.5	69	34.50			23	1.27	1	35.77	
Total		223	111.50	0	0	87	4.79		116.29	
									KW	116.29
									KVA	129.21
TOTAL USUARIOS					223					

SIMB.	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.
	Poste de C'A/C 8m/200daN (Proyectado)	u	15
	Poste de C'A/C 8m/300daN (Proyectado)	u	110
	Poste de C'A/C 9m/200daN (Proyectado)	u	--
	Poste de C'A/C 9m/300daN (Proyectado)	u	--
	Poste de C'A/C BT (Existente)	u	--
	Poste de C'A/C 15m MT (Proyectado)	u	--
	Cond. Autop. 3x70+16+P/50mm2 (Proyectado)	m	2,909.13
	Cond. Autop. 3x120+16+P/25mm2 (Existente)	m	--
	Acometida Domiciliaria (Proyectado)	u	221
	Acometida Domiciliaria (A Recondicionar)	u	--
	Retenida Inclínada Tipo "Y" (Proyectada)	u	33
	Retenida Vertical Tipo "Y" (Proyectada)	u	14
	Retenida Inclínada (Proyectada)	u	--
	Retenida Vertical (Proyectada)	u	07
	Subestación Biposte 3ø (Proyectado)	u	01
	Puesta a Tierra, Tipo PAT (Proyectado)	u	29
	Caja de Derivación (Proyectado)	u	19
	Alumbrado Publico LED 55W (Proyectado)	u	87

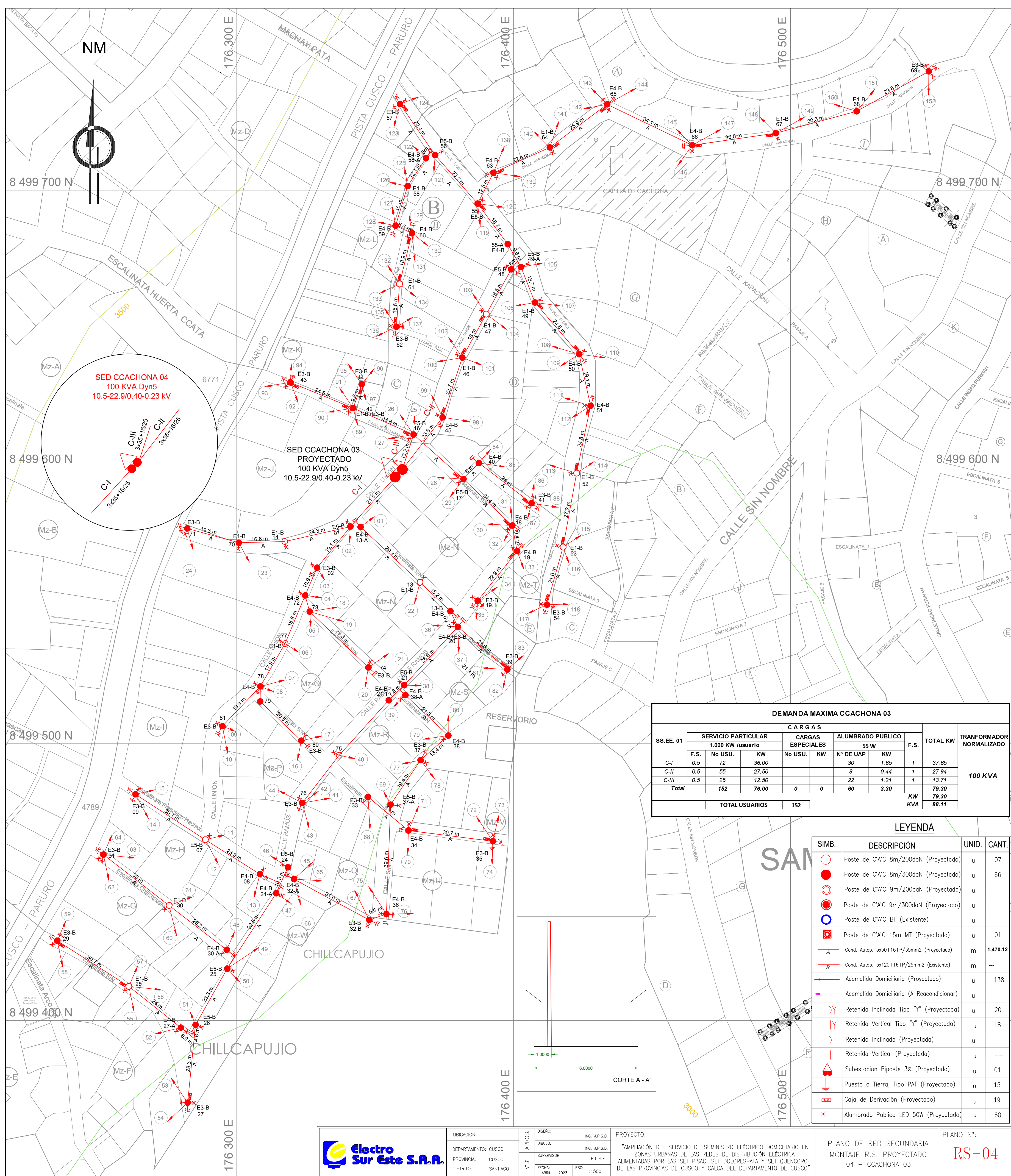


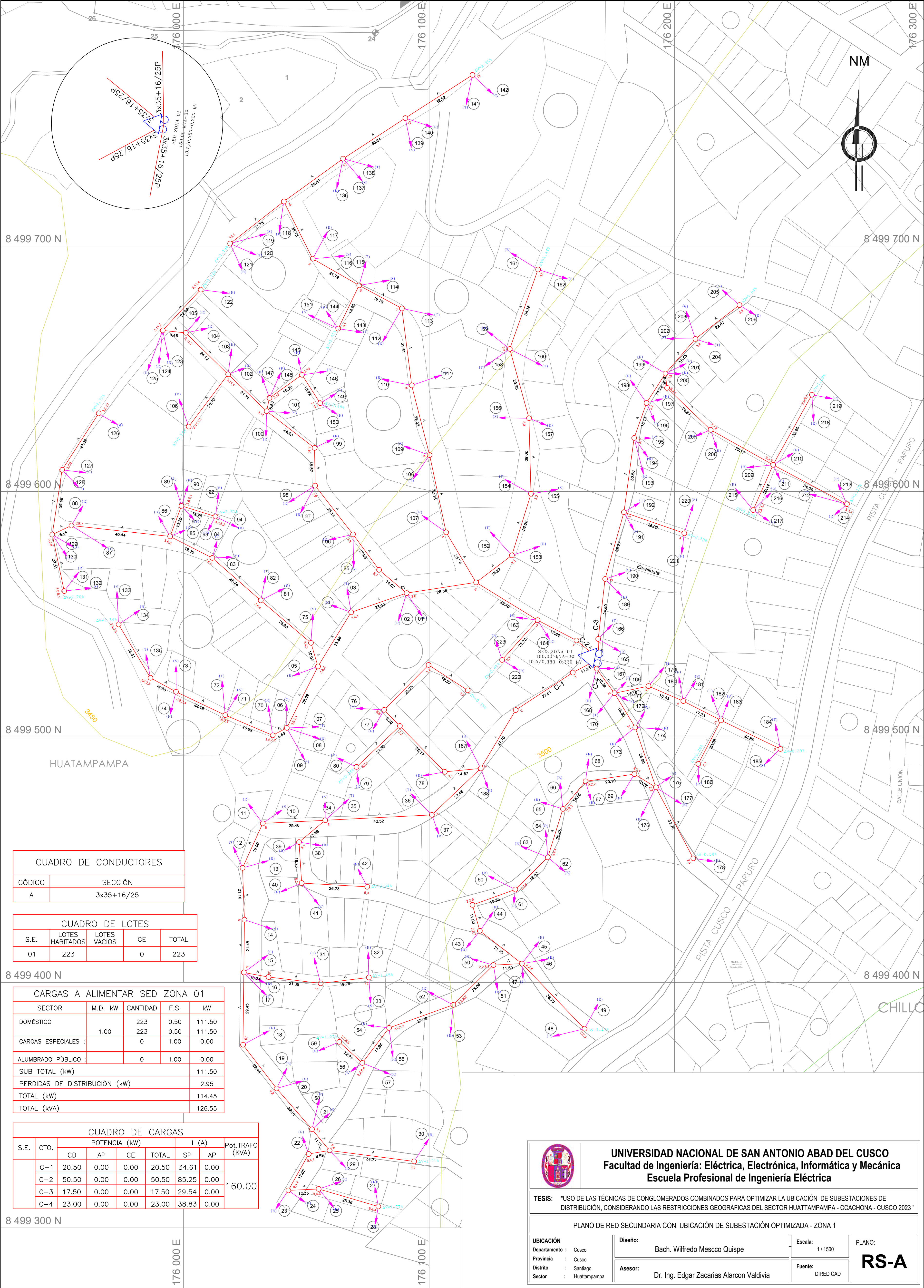
UBICACION:
DEPARTAMENTO: CUSCO
PROVINCIA: CUSCO
DISTRITO: SANTIAGO

PROYECTO:
"AMPLIACIÓN DEL SERVICIO DE SUMINISTRO ELÉCTRICO DOMICILIARIO EN ZONAS URBANAS DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ALIMENTADAS POR LAS SET PISAC, SET DOLORESPATÁ Y SET QUENCORO DE LAS PROVINCIAS DE CUSCO Y CALCA DEL DEPARTAMENTO DE CUSCO"

PLANO DE RED SECUNDARIA
MONTAJE R.S. PROYECTADO
03 - CCACHONA 02

PLANO N°:
RS-03





CUADRO DE CONDUCTORES	
CÓDIGO	SECCIÓN
A	3x35+16/25

CUADRO DE LOTES				
S.E.	LOTES HABITADOS	LOTES VACÍOS	CE	TOTAL
01	223	0	0	223

CARGAS A ALIMENTAR SED ZONA 01				
SECTOR	M.D. kW	CANTIDAD	F.S.	kW
DOMÉSTICO	223	0.50	111.50	
	1.00	0.50	111.50	
CARGAS ESPECIALES :		0	1.00	0.00
ALUMBRADO PÚBLICO :		0	1.00	0.00
SUB TOTAL (kW)				111.50
PERDIDAS DE DISTRIBUCIÓN (kW)				2.95
TOTAL (kW)				114.45
TOTAL (kVA)				126.55

CUADRO DE CARGAS						
S.E.	CTO.	POTENCIA (kW)			I (A)	
		CD	AP	CE	TOTAL	Pot.TRAFO (kVA)
	C-1	20.50	0.00	0.00	20.50	34.61
	C-2	50.50	0.00	0.00	50.50	85.25
	C-3	17.50	0.00	0.00	17.50	29.54
	C-4	23.00	0.00	0.00	23.00	38.83
						160.00

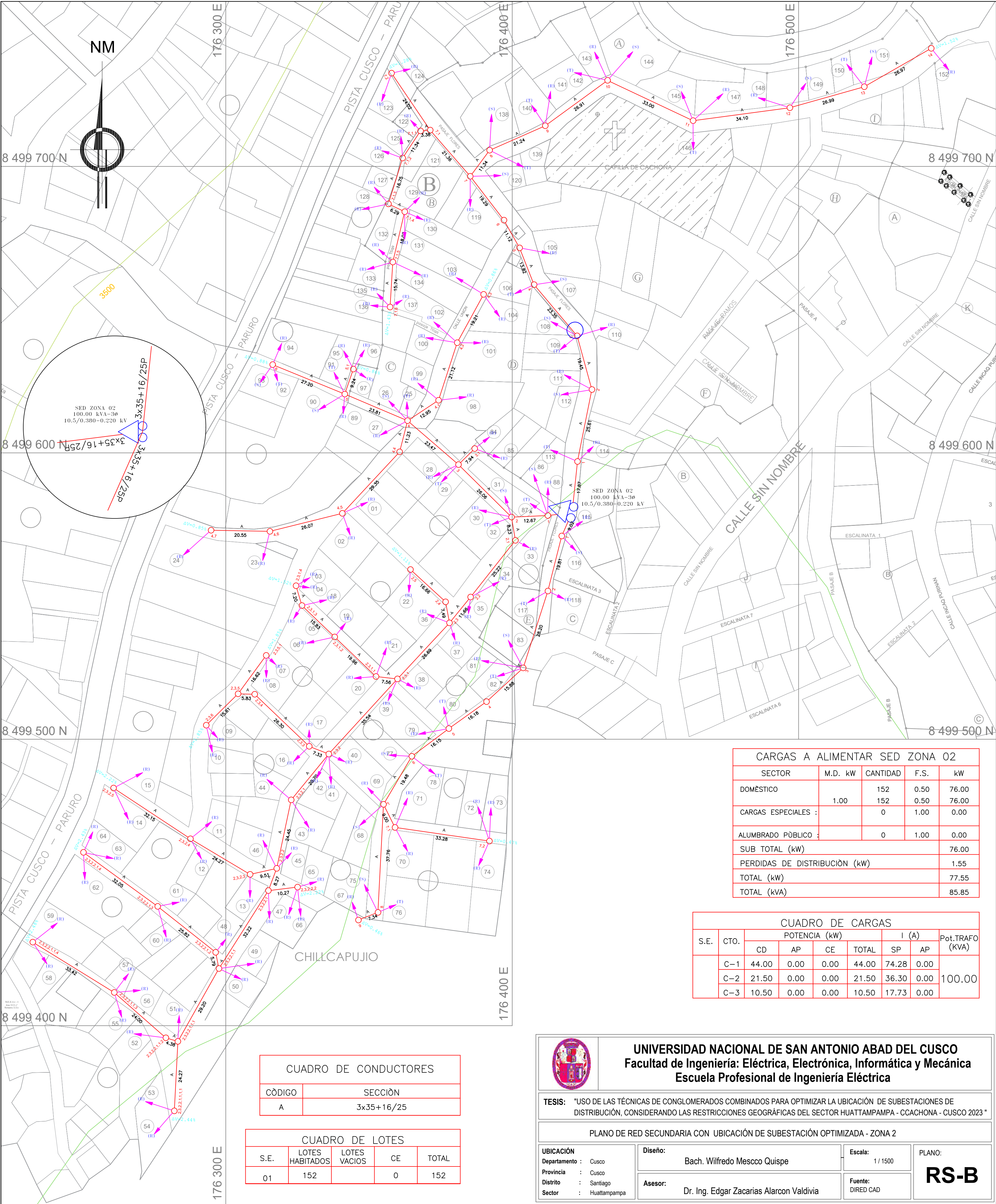


UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
Facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica
Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica

TESIS: "USO DE LAS TÉCNICAS DE CONGLOMERADOS COMBINADOS PARA OPTIMIZAR LA UBICACIÓN DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN, CONSIDERANDO LAS RESTRICCIONES GEOGRÁFICAS DEL SECTOR HUATAMPAMPA - CCACHONA - CUSCO 2023"

PLANO DE RED SECUNDARIA CON UBICACIÓN DE SUBESTACIÓN OPTIMIZADA - ZONA 1

UBICACIÓN Departamento : Cusco Provincia : Cusco Distrito : Santiago Sector : Huatampampa	Diseño: Bach. Wilfredo Mescco Quispe	Escala: 1 / 1500	PLANO: RS-A
	Asesor: Dr. Ing. Edgar Zacarías Alarcon Valdivia	Fuente: DIREC CAD	



CARGAS A ALIMENTAR SED ZONA 02				
SECTOR	M.D. kW	CANTIDAD	F.S.	kW
DOMESTICO	1.00	152	0.50	76.00
		152	0.50	76.00
CARGAS ESPECIALES :		0	1.00	0.00
ALUMBRADO PÚBLICO :		0	1.00	0.00
SUB TOTAL (kW)				76.00
PERDIDAS DE DISTRIBUCIÓN (kW)				1.55
TOTAL (kW)				77.55
TOTAL (kVA)				85.85

CUADRO DE CARGAS						
S.E.	CTO.	POTENCIA (kW)			I (A)	Pot.TRAFO (KVA)
		CD	AP	CE		
	C-1	44.00	0.00	0.00	44.00	74.28
	C-2	21.50	0.00	0.00	21.50	36.30
	C-3	10.50	0.00	0.00	10.50	17.73

CUADRO DE CONDUCTORES	
CÓDIGO	SECCIÓN
A	3x35+16/25

CUADRO DE LOTES				
S.E.	LOTES HABITADOS	LOTES VACIOS	CE	TOTAL
01	152		0	152

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
Facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica
Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica

TESIS: "USO DE LAS TÉCNICAS DE CONGLOMERADOS COMBINADOS PARA OPTIMIZAR LA UBICACIÓN DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN, CONSIDERANDO LAS RESTRICCIONES GEOGRÁFICAS DEL SECTOR HUATTAMPAMPA - CCACHONA - CUSCO 2023"

PLANO DE RED SECUNDARIA CON UBICACIÓN DE SUBESTACIÓN OPTIMIZADA - ZONA 2

UBICACIÓN

Departamento : Cusco

Provincia : Cusco

Distrito : Santiago

Sector : Huattampampa

Diseño:

Bach. Wilfredo Mescco Quispe

Asesor:

Dr. Ing. Edgar Zacarias Alarcon Valdivia

Escala:

1 / 1500

Fuente:

DIRED CAD

PLANO:

RS-B