

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE CUENCA**

**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**Proyecto Técnico General:**

**Óptima ubicación de estaciones de transformación y topología  
en sistemas de distribución en baja tensión para la Empresa  
Eléctrica Regional Centrosur**

**Autores:**

**Iván Alexander Cueva Román  
Luis Ángel Zhunio Collaguazo**

**Tutor:**

**Ing. Pablo Robles Lovato MsC.**

Cuenca - Ecuador  
2017

## CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros, Iván Alexander Cueva Román con documento de identificación N° 0706227485 y Luis Ángel Zhunio Collaguazo con documento de identificación N° 0705406593, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titulación sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos los autores del trabajo de titulación: “Óptima Ubicación de Estaciones de Transformación y Topología en Sistemas de Distribución en baja tensión para la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En ampliación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en nuestra condición de autores nos reservamos los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, septiembre de 2017



Iván Alexander Cueva Román  
C.I.: 0706227485



Luis Ángel Zhunio Collaguazo  
C.I.: 0705406593

## CERTIFICACIÓN

Yo, Ing. Pablo Robles Lovato MsC. declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “Óptima Ubicación de Estaciones de Transformación y Topología en Sistemas de Distribución en baja tensión para la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR” realizado por: Iván Alexander Cueva Román y Luis Ángel Zhunio Collaguazo, obteniendo el Proyecto Técnico General, que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, septiembre de 2017



Ing. Pablo Robles Lovato MsC.

C.I.: 0101663342

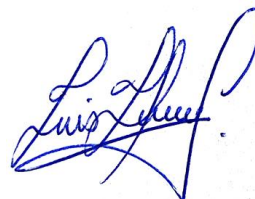
## DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Nosotros, Iván Alexander Cueva Román con documento de identificación N° 0706227485 y Luis Ángel Zhunio Collaguazo con documento de identificación N° 0705406593, autores del presente trabajo de titulación “Óptima Ubicación de Estaciones de Transformación y Topología en Sistemas de Distribución en baja tensión para la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR” certificamos que el total contenido de este Proyecto Técnico General es de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, septiembre de 2017



Iván Alexander Cueva Román  
C.I.: 0706227485



Luis Ángel Zhunio Collaguazo  
C.I.: 0705406593

## DEDICATORIA

A:

*Mis padres, **Rosa Elena y Pedro Iván**, por ser un pilar fundamental en todo lo que soy, a lo largo de mis etapas académicas, más aún, en este último escalón de vida universitaria y; valores de vida inculcados, consejos y enseñanzas del día a día. Por su incondicional apoyo perfectamente mantenido a través del tiempo.*

*Mi hermano, **Pedro** por el apoyo incondicional, por momentos vividos donde aprendí muchas cosas de ti. Todos estos momentos fueron importantes para llegar a cumplir mis objetivos propuestos.*

*Mi novia **Vanessa** por acompañarme a lo largo de este tiempo, momentos compartidos, de esto aprendí a tener mucha paciencia con las cosas que se quieren en la vida, a seguir luchando aun cuando las cosas no muestren el mejor panorama.*

**Iván Cueva**

## **DEDICATORIA**

### ***A mi Madre Isabel.***

*Por su valioso apoyo a lo largo de toda mi vida estudiantil. Por las enseñanzas y valores que siempre inculcó en mí. Por el gran ejemplo de constancia y valentía. Y, principalmente, por su amor y dedicación a sus hijos.*

### ***A mis hermanos Mario, Roberto, Diego y Carolina.***

*Por todos los ejemplos de perseverancia, por el cariño y grandes momentos vividos que siempre fueron fuente de alegría y entusiasmo para alcanzar mis objetivos.*

### ***A mi novia Idania.***

*Por su paciencia y comprensión en los momentos difíciles. Por alentarme las veces que estaba por rendirme. Por su bondad de persona que me inspira a mejorar, pero más que nada, por su amor y creer en mí.*

***Luis Ángel Zhunio Collaguazo***

## **AGRADECIMIENTOS**

*En primer lugar doy las gracias a Dios, por haberme permitido llegar hasta esta etapa de mi vida, con la fuerza y valor para culminar el presente trabajo de titulación.*

*Agradezco también la confianza y el apoyo brindado por parte de mis padres que, sin lugar a duda siempre dieron lo mejor de sí para encaminarme en cada etapa de mi vida. Demostrando su cariño, logrando corregir mis fallos y estar presentes en cada uno de mis logros.*

*A mi hermano, que con su apoyo me ha ayudado a afrontar los retos que se presentaron lo largo de mi vida.*

*A mi compañero de tesis, Luis, con sus capacidades y experiencias hemos sabido sobrellevar y culminar con éxito este proyecto.*

*A nuestro director del trabajo de titulación, Ing. Pablo Robles Lovato quien con sus conocimientos y experiencia supo orientarnos satisfactoriamente para la culminación de este proyecto.*

*A mis amigos, Alma y mi novia Vanessa por todo el apoyo incondicional que me brindaron en el transcurso de este proyecto.*

**Iván Cueva**

## **AGRADECIMIENTOS**

*A Dios por su bondad, amor y permitirme llegar hasta este punto en mi vida brindándome la fuerza y salud necesaria para lograr mis objetivos.*

*A mi director de tesis, Ing. Pablo Robles Lovato MsC., a mi compañero Iván Cueva quienes aportaron con sus capacidades y conocimientos para el desarrollo de este proyecto.*

*A la sra. Leito y toda su bondadosa familia Buchelli quienes fueron pilares importantes a lo largo de mi vida estudiantil.*

*A mi madre Isabel y mi padre Ángel por todas las enseñanzas y valores que inculcaron en mí. Agradezco a mi novia, mis hermanos, tíos y tías que siempre estuvieron presente a lo largo del desarrollo de este proyecto.*

*A todos aquellos que participaron directa o indirectamente en la elaboración de esta tesis.*

*¡Gracias a ustedes!*

**Luis Ángel Zhunio Collaguazo**



## RESUMEN

El objetivo principal de este proyecto es desarrollar una metodología de optimización que permita analizar sistemas de distribución de bajo voltaje, a través de factores como restricciones técnicas y flujos de potencia presentes en la red. De esta manera, seleccionar la óptima ubicación de un transformador y despliegue de topología basada en un análisis de costos de pérdidas técnicas de la red y en la cantidad de abonados incluidos.

La metodología propuesta inicia con un estudio de la zona y el desarrollo de una base de datos la cual incluye información como: posibles ubicaciones del transformador, cantidad de nodos y rutas alternativas para la optimización.

Se evalúa el impacto en la red de distribución de bajo voltaje del área seleccionada para los casos con: demanda real de consumo, demanda con estrato tipo C con 60% y 100% de penetración de cocinas de inducción.

Es importante mencionar que el modelo seleccionado para el análisis de costos es validado por la comunidad científica e implementado en diferentes trabajos de investigación.

Para este trabajo se analizó tres posibles ubicaciones de la estación de transformación dentro de un área con 30 nodos, 6 transformadores y un total de 204 usuarios. Los resultados permitieron evaluar y determinar la óptima ubicación de estaciones de transformación y topología de red en un sistema de distribución de bajo voltaje. Los algoritmos de rutas mínimas y flujos de potencia fueron desarrollados en el software Eclipse (C++) y Excel, respectivamente.

## **ABSTRACT**

The main objective of this project is to develop an optimized methodology that allows analyzing low voltage distribution systems, through factors such as technical constraints and power flows present in the network. In this way, to select the optimum location of a transformer and topology deployment based on cost analysis of network technical losses and the number of subscribers included.

The proposed methodology begins with a study of the area and the development of a database which includes information such as possible transformer locations, number of nodes and alternative routes for optimization.

The impact on the low voltage distribution network of the selected area is evaluated with: real consumption demand, demand with stratum type C with 60% and 100% penetration of induction cookers.

It is important to mention that the model selected for the cost analysis is validated by the scientific community and implemented in different research works.

For this work, 3 possible locations of the transformer stations were analyzed in an area with 30 nodes, 6 transformers and a total of 204 users. The results allow us to evaluate and determine the optimal location of transformer stations and network topology in a low voltage distribution system. The algorithms for minimum paths and power flows were developed in Eclipse (C++) and Excel software, respectively.

## **PREFACIO**

El presente trabajo tiene como objetivo principal el desarrollo de una metodología para realizar la optimización de un sistema de distribución de bajo voltaje, esto implica reducir elementos innecesarios o aprovechar de mejor manera los recursos existentes en la red. La optimización se la realiza a través de factores como las restricciones técnica y flujos de potencia de la red.

El inicio de la metodología propuesta es el estudio previo de la zona y de esta manera generar una base de datos como se menciona más adelante. Se utiliza el algoritmo de rutas mínimas o algoritmo de Dijkstra para determinar las rutas óptimas; y a partir de esto, el algoritmo de flujos de potencia para evaluar las pérdidas técnicas con diferentes niveles de demanda. Este análisis se lo realizó para una zona urbana y rural perteneciente al área de concesión de la CENTROSUR.

Los algoritmos de solución presentados son herramientas que han permitido dar solución a diferentes situaciones de aplicación como transporte, telecomunicaciones y sistemas eléctricos de potencia, lo cual hace relevante su aplicación.

En los primeros capítulos se presenta una descripción de la problemática y justificación para el presente trabajo, generalidades sobre la red de distribución del área de concesión de la CENTROSUR. Además, se detalla a través de un estado del arte la selección del modelo matemático y las restricciones técnicas para un análisis enfocado a las necesidades de empresa ya mencionada.

Por último, se encuentra en detalle la metodología propuesta y un caso de estudio para zonas de tipo urbana y rural, el análisis para cada caso se lo realiza con diferentes niveles de demanda como se presenta dentro del capítulo 5. También se presenta un análisis de los costos de pérdidas técnicas para determinar la óptima ubicación de la estación de transformación y topología de red.

# INDICE GENERAL

GLOSARIO DE TÉRMINOS .....	IV
LISTA DE FIGURAS.....	VI
LISTA DE CUADROS.....	VIII
INTRODUCCIÓN.....	1
1. CAPÍTULO I: PROBLEMÁTICA Y GENERALIDADES .....	3
1.1. PROBLEMA DE ESTUDIO.....	3
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	3
1.3. OBJETIVOS .....	4
1.3.1. <i>Objetivo general</i> .....	4
1.3.2. <i>Objetivos específicos</i> .....	4
1.4. CONCEPTOS GENERALES .....	4
1.4.1. <i>Generalidades del sistema de distribución</i> .....	4
1.4.2. <i>Investigación operativa</i> .....	5
1.4.3. <i>Algoritmos de solución</i> .....	5
1.5. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN EN LA CENTROSUR .....	6
1.5.1. <i>Áreas de prestación de servicio de distribución eléctrica en el Ecuador</i> ...	6
1.5.2. <i>Área de concesión de la CENTROSUR</i> .....	6
1.5.3. <i>Descripción general del sistema de distribución de bajo voltaje de la CENTROSUR</i> .....	7
2. CAPÍTULO II: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y SELECCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO Y RESTRICCIONES TÉCNICAS ENFOCADO A LA CONFIGURACIÓN DE LAS RBV DE LA CENTROSUR .....	10
2.1. ESTADO DEL ARTE .....	10
2.1.1. <i>Modelo orientado a la ubicación óptima de transformadores</i> .....	10
2.1.2. <i>Modelo orientado a la optimización de redes de medio voltaje</i> .....	12
2.1.3. <i>Modelo orientado a la reconfiguración óptima de redes de medio voltaje mediante la aplicación de algoritmo MST y reglas heurísticas</i> .....	14
2.2. MODELO MATEMÁTICO SELECCIONADO .....	15
3. CAPÍTULO III: FUNCIÓN OBJETIVO Y RESTRICCIONES DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN SELECCIONADO .....	18
3.1. MODIFICACIONES PARA MEJORAR LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BAJO VOLTAJE.....	18
3.1.1. <i>Mejoras técnicas</i> .....	18
3.1.2. <i>Mejoras organizativas</i> .....	19
3.1.3. <i>Características de un circuito de distribución radial</i> .....	19
3.1.4. <i>Flujos de carga en Redes de Distribución Urbanas Radiales</i> .....	20
3.1.5. <i>Factores que determinan el estado de las redes de distribución</i> .....	20
3.1.6. <i>Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica</i> .....	21
3.2. CÁLCULO PARA CAÍDAS DE VOLTAJE Y PÉRDIDAS CORRESPONDIENTE A CADA TIPO DE CONFIGURACIÓN DE CIRCUITOS EN REDES DE BAJO VOLTAJE .....	22
3.2.1. <i>Alimentadores y ramales trifásicos de tres (<math>\Delta</math>) y cuatro hilos (Y)</i> .....	22
3.2.2. <i>Ramales monofásicos entre dos fases de un circuito conectado en <math>\Delta</math></i> ....	24

3.2.3.	<i>Considerando la componente transversal de la caída de voltaje</i>	26
3.3.	EXPRESIONES PARA LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA	27
3.3.1.	<i>Alimentadores y ramales trifásicos de tres (<math>\Delta</math>) y cuatro hilos (Y)</i>	27
3.3.2.	<i>Ramales monofásicos entre una fase y el conductor neutro (Y)</i>	27
3.4.	ESPECIFICACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA FUNCIÓN	
OBJETIVO Y RESTRICCIONES DEL SISTEMA		29
3.4.1.	<i>Función objetivo</i>	29
3.4.2.	<i>Restricciones del sistema</i>	31
4.	CAPITULO IV: METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN	33
4.1.	CONSTRUCCIÓN DE GRAFOS	33
4.1.1.	<i>Características de grafos</i>	33
4.2.	ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN DIJKSTRA	35
4.2.1.	<i>Validación del software algoritmo Dijkstra</i>	36
4.3.	ALGORITMO DE FLUJOS DE POTENCIA	38
4.3.1.	<i>Matriz de secuencia y matriz de impedancias para la representación de los parámetros de fase de circuitos o alimentadores</i>	39
4.3.2.	<i>Matriz de secuencia</i>	39
4.3.3.	<i>Métodos de solución del problema de flujo de cargas</i>	41
4.4.	METODOLOGÍA PROPUESTA	43
4.4.1.	<i>Base de datos e inspección de zona</i>	43
4.4.2.	<i>Rediseño de topología actual tipo radial a tipo malla</i>	44
4.4.3.	<i>Aplicación del software del algoritmo de Dijkstra</i>	44
4.4.4.	<i>Rediseño de topología según las rutas óptimas</i>	45
4.4.5.	<i>Aplicación del software del algoritmo de Flujos de potencia</i>	45
4.4.6.	<i>Evaluación de diferentes escenarios</i>	46
4.4.7.	<i>Determinación de topología y ubicación óptima del transformador</i>	47
4.5.	DIAGRAMA DE FLUJO	47
5.	CAPITULO V: CASOS DE ESTUDIO	49
5.1.	RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJO VOLTAJE SECTOR URBANO	49
5.1.1.	<i>Descripción del sistema actual</i>	49
5.1.2.	<i>Circuito con topología mallada de la red de distribución de bajo voltaje</i>	51
5.1.3.	<i>Topologías radiales resultantes</i>	52
5.2.	RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJO VOLTAJE SECTOR RURAL	56
5.2.1.	<i>Descripción del sistema actual</i>	56
5.2.2.	<i>Circuito con topología mallada de la red de distribución de bajo voltaje</i>	57
5.2.3.	<i>Topología resultante</i>	58
5.3.	RESULTADOS CALCULADOS CON DIFERENTES NIVELES DE DEMANDA	59
5.3.1.	<i>Caída de voltaje <math>\Delta V\%</math></i>	59
5.3.2.	<i>Caída de voltaje <math>\Delta V\%</math> calculada en los nodos finales</i>	65
5.3.3.	<i>Potencia aparente, activa, reactiva y factor de potencia</i>	67
6.	CAPITULO VI: ANÁLISIS DE COSTOS EN PÉRDIDAS TÉCNICAS	71
6.1.	ANÁLISIS DE COSTOS POR UBICACIÓN ESTABLECIDA	71
6.1.1.	<i>Ubicación 1: nodo 10 del sistema</i>	71
6.1.2.	<i>Ubicación 2: nodo 8 de sistema</i>	71
6.1.3.	<i>Ubicación 3: nodo 16 del sistema</i>	72

6.1.4.	<i>Ubicación en zona rural: nodo 28 del sistema</i> .....	72
6.2.	ANÁLISIS DE COSTOS EN FUNCIÓN DE TIPOS DE ESTRATOS Y CANTIDAD DE ABONADOS .....	73
6.2.1.	<i>Estrato C con el 100% de penetración de cocinas de inducción</i> .....	73
6.2.2.	<i>Estrato C con el 60% de penetración de cocinas de inducción</i> .....	73
6.2.3.	<i>Considerando demandas de consumo real</i> .....	74
6.3.	RESUMEN DE VALORES.....	75
6.4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	76
7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	78
	BIBLIOGRAFÍA.....	80
A.	APÉNDICES.....	83
A.1.	SOLUCIONES DE RUTAS ÓPTIMAS MEDIANTE ALGORITMO DE DIJKSTRA .....	83
A.1.1.	<i>Soluciones de rutas óptimas generadas por el algoritmo de Dijkstra para ubicación del transformador en el nodo 10.</i> .....	83
A.1.2.	<i>Soluciones de rutas óptimas generadas por el algoritmo de Dijkstra para ubicación del transformador en el nodo 8</i> .....	84
A.1.3.	<i>Soluciones de rutas óptimas generadas por el algoritmo de Dijkstra para ubicación del transformador en el nodo 16</i> .....	85
A.1.4.	<i>Soluciones de rutas óptimas generadas por el algoritmo de Dijkstra para ubicación del transformador en el nodo 28 zona rural</i> .....	86
A.2.	DATOS DE LA DEMANDA DE CONSUMO PERTENECIENTE A CADA USUARIO QUE SE INVOLUCRA EN LA ZONA DE ESTUDIO.....	87
A.2.1.	<i>Datos de transformadores zona urbana</i> .....	87
A.2.2.	<i>Datos de transformadores zona rural</i> .....	90

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

$P$	Corresponde al vector de flujo de potencia.
$I$	Variable que corresponde al nodo del elemento de la matriz de incidencia.
$D$	Demanda de potencia de cada nodo.
CENTROSUR	Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR.
B.T.	Bajo voltaje.
RBC	Razón Beneficio Costo.
RBV	Red de Bajo voltaje.
RDU	Red de distribución urbana.
IO	Investigación Operativa.
$Z$	Función Objetivo.
$C_e$	Costo de la energía [ $kW - h$ ].
$T$	Horas de cada período de estudio [8760 horas/año].
$S_{ij}$	Potencia de la carga $j$ alimentada por el transformador $i$ .
$R_c$	Resistencia del conductor con calibre $c$ [ $ohm/km$ ].
$L_{ij}$	Distancia desde la carga $j$ al transformador $i$ [ $km$ ].
$C_f$	Costo fijo anual de las líneas de alimentación y subestaciones conectadas.
$C_l$	Costos en pérdidas anuales de energía en la red.
$C_k$	Costo del ramal $k$ del alimentador principal.
$I_k$	Corriente del ramal en plena carga [ $A$ ].
$\alpha$	Factor de carga.
$R_k$	Resistencia.
$P_k$	Potencia activa [ $kW$ ].
$Q_k$	Potencia reactiva [ $kVAr$ ].
$V_k$	Voltaje de bus en la $k$ -ésima rama [ $V$ ].
$G$	Conjunto de todas las topologías de red viables.
$N$	Cantidad total de buses.
$L_i$	Carga en el bus $i$ .
$B$	Conjunto de todas las ramas.
$S_{ji}(S_{ij})$	Inyección de potencia del bus $j$ ( $i$ ) al bus $i$ ( $j$ ).
$V_{kmax}$	Voltaje máximo límite en la barra.
$V_{kmin}$	Voltaje mínimo límite en la barra.
$I_k$	Corriente en las barras del sistema.
$C$	Costos en pérdidas anuales de energía en la red.
$\Delta P_l$	Pérdidas globales de potencia activa en el sistema.
$C_p$	Costo de la energía [ $kWh$ ].
$R_{ij}$	Resistencia del ramal [ $ohm/km$ ].
$X_{ij}$	Reactancia del ramal [ $ohm/km$ ].
$L_{ij}$	Distancia entre nodos del sistema [ $m$ ].
$S_{ij}$	Demanda instalada en el nodo $i$ [ $kVA$ ].
$P_{ij}$	Potencia activa en el nodo $i$ [ $kW$ ].
$Q_{ij}$	Potencia reactiva en el nodo $i$ [ $kVAr$ ].
$K_{asep}$	Costo de inversión amortizado de las líneas de la RBV.
$U_{Nom}$	Voltaje del sistema [ $V$ ].
$Z_{ij}$	Impedancia del alimentador o ramal de secuencia positiva [ $ohm/km$ ].
$I_{ij}$	Corriente del alimentador o ramal.
$L_{ij}$	Longitud del alimentador o ramal [ $km$ ].

$U_i, U_j$	Voltaje en los postes i y j.
DM	Demanda máxima que circula por el alimentador ij [KVA].
$Z_A, Z_B$	Impedancia de cada fase.
$I_A, -I_B$	Corriente que circula por el ramal monofásico.
$U_{AB-e}, U_{AB-R}$	Voltajes de envío y recibo en el ramal monofásico.
$M_{ij}$	Componente transversal de la caída de voltaje.
$K_i$	Fondo básico.
$F_o$	Costo de adquisición y montaje.
$K_r$	Costo por reparación.
$K_m$	Costo por mantenimiento.
$K_l$	Costo por liquidación.
$K_a$	Costo amortizado.
$T_a$	Período de vida útil.
$\#f_s$	Número de fases empleadas en el sistema.
$\Delta V\%$	Porcentaje máximo permitido, sobre la voltaje nominal, en el que puede variar la voltaje.
$K_{in}$	Representa un nodo inicial en el sistema.
$Tr_i$	Transformador en la ubicación de nodo i en el sistema.
$Ctr$	Representa la capacidad del transformador.
$g_k$	Topología de la red después de la reconfiguración.
$g$	Tasa de recuperación anual de coste fijo.
$n$	Número total de ramas.
$r_k$	Resistencia del ramal [ $\Omega$ ].
$i_e$	Incremento del costo de la energía.
$i$	Tasa de descuento.
$c$	Costo en pérdidas por unidad de energía.
$n_b$	Número total de ramas.
$nl$	Número de transformadores propuestos.
$ns$	Número de líneas secundarias propuestas.
$ny$	Número de períodos de estudio.
$k_{min}$	Límite inferior de cargabilidad del transformador.
$k_{max}$	Límite superior de cargabilidad del transformador.
$nd$	Conjunto de capacidades posibles de los transformadores.
$\tau_e$	Horas de período de estudio [8760 horas/año].
$\beta$	Factor de pérdida.
$\delta_i$	Variable binaria asociada a la existencia del transformador i.
$\beta_{ij}$	Variable binaria que relaciona un usuario del nodo j con el transformador i.
$\varphi$	Ángulo del factor de potencia de la carga que circula por el alimentador.
$\aleph_{i,j,k}$	Representación de radialidad, siendo i el conductor, j su calibre propio, y k su dirección.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR [6].....	7
Figura 3.1. Red de distribución radial que presentó una mejora a través de división de circuito. .....	18
Figura 3.2. Circuito de distribución radial.....	19
Figura 3.3. Representación del histórico de pérdidas técnicas y no técnicas de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR [18].....	21
Figura 3.4. Circuito que representa un alimentador o ramal trifásico de tres o cuatro hilos.....	22
Figura 3.5. Representación circuital de un ramal monofásico formado por las fases A y B de una red de distribución conectada en delta .....	24
Figura 3.6. Representación circuital de un ramal monofásico formado por las fases A y el neutro de una red de distribución conectada en estrella.....	28
Figura 4.1. a) Grafo completo b) Subgrafo .....	34
Figura 4.2. Grafo modelo para la validación de algoritmo Dijkstra [27] .....	36
Figura 4.3. Resultado de la ejecución del algoritmo de Dijkstra en el grafo $G= (V, E)$ [27].....	36
Figura 4.4. Representación del grafo dirigido acoplado a variables establecidas en el contexto del presente trabajo.....	37
Figura 4.5. Representación del sistema optimizado con referencia a una fuente inicial. ....	37
Figura 4.6. Detalle de resultados de la ejecución del algoritmo de Dijkstra. ....	38
Figura 4.7. Ejemplo de estructura para modelamiento de matriz de secuencia .....	40
Figura 4.8. Representación de líneas ficticias necesarias para realizar el mallado de la red. ...	44
Figura 4.9. Ejemplo de numeración de nodos. ....	45
Figura 4.10. Diagrama de flujos para la metodología de optimización. ....	48
Figura 5.1. Zona urbana seleccionada para el análisis de optimización. ....	50
Figura 5.2. Topología mallada con las posibles ubicaciones del transformador. ....	51
Figura 5.3 Despliegue radial óptimo correspondiente a la ubicación 1 del transformador. ....	52
Figura 5.4. Topología radial con rutas óptimas obtenidas con el algoritmo de Dijkstra. ....	53
Figura 5.5 Despliegue radial óptimo correspondiente a la ubicación 2 del transformador. ....	54
Figura 5.6. Topología radial con rutas óptimas obtenidas con el algoritmo de Dijkstra. ....	54
Figura 5.7 Despliegue radial óptimo correspondiente a la ubicación 3 del transformador. ....	55
Figura 5.8. Topología radial con rutas óptimas obtenidas con el algoritmo de Dijkstra. ....	56
Figura 5.9. Zona rural seleccionada para el análisis de optimización. ....	56
Figura 5.10. Topología mallada con ubicación del transformador en el nodo 28. ....	58
Figura 5.11. Topología radial con rutas óptimas obtenidas con el algoritmo de Dijkstra. ....	59
Figura 5.12. $\Delta V\%$ calculada en cada nodo a través de flujos de potencia. Nodo 10. Zona Urbana.....	61
Figura 5.13. $\Delta V\%$ calculada en cada nodo a través de flujos de potencia. Nodo 8. Zona Urbana .....	62
Figura 5.14. $\Delta V\%$ calculada en cada nodo a través de flujos de potencia. Nodo 16. Zona Urbana.....	63
Figura 5.15. $\Delta V\%$ calculada en cada nodo a través de flujos de potencia. Nodo 28. Zona Rural .....	64
Figura 5.16. $\Delta V\%$ en nodos finales de la RBV ubicación 1. Zona Urbana .....	65
Figura 5.17. $\Delta V\%$ en nodos finales de la RBV. Ubicación 2. Zona Urbana.....	66
Figura 5.18. $\Delta V\%$ en nodos finales de la RBV. Ubicación 3. Zona Urbana.....	66
Figura 5.19. $\Delta V\%$ en nodos finales de la RBV. Nodo 28. Zona Rural .....	67
Figura 5.20. Potencias calculadas ubicando el transformador en el nodo 10. Zona Urbana .....	68
Figura 5.21. Potencias calculadas ubicando el transformador en el nodo 8. Zona Urbana .....	68
Figura 5.22. Potencias calculadas ubicando el transformador en el nodo 16. Zona Urbana .....	69
Figura 5.23. Potencias calculadas ubicando el transformador en el nodo 28. Zona Rural .....	69

Figura 6.1. Costos en pérdidas de energía activa para la ubicación 1 del transformador.....	71
Figura 6.2 Costos en pérdidas de energía activa para la ubicación 2 del transformador.....	71
Figura 6.3 Costos en pérdidas de energía activa para la ubicación 3 del transformador.....	72
Figura 6.4 Costos en pérdidas de energía activa para la ubicación del transformador zona rural .....	72
Figura 6.5 Costos totales por ubicación de transformador en función al número de nodos servidos con estrado C de consumo. ....	73
Figura 6.6 Costos totales por ubicación de transformador en función del número de nodos servidos con estrado C de consumo. ....	74
Figura 6.7 Costos totales por ubicación de transformador en función al número de nodos servidos con demandas reales de consumo. ....	74

## LISTA DE CUADROS

Tabla 1.1. Áreas de prestación de servicio eléctrico [6] .....	6
Tabla 1.2. Niveles de voltaje nominal normalizados [11].....	9
Tabla 3.1. Resumen de las expresiones para calcular las caídas de voltajes en los diferentes tipos de ramales que forman las redes de distribución primaria.....	26
Tabla 3.2. Resumen de las expresiones para calcular el parámetro “M” para los diferentes tipos de alimentadores y ramales que forman los circuitos de distribución primaria.....	26
Tabla 3.3. Expresiones para calcular las pérdidas de potencia activa en los diferentes tipos de ramales que forman las redes de distribución .....	29
Tabla 4.1. Representación de datos para la construcción del grafo.....	37
Tabla 5.1. Diferencias entre la red de distribución de bajo voltaje urbana y rural .....	49
Tabla 5.2. Información de transformadores de la RBV actual. ....	50
Tabla 5.3. Número de abonados correspondiente a cada nodo. ....	51
Tabla 5.4. Información de transformadores de la RBV actual. ....	57
Tabla 5.5. Número de abonados correspondiente a cada nodo.....	57
Tabla 6.1 Cantidad de nodos con caídas de voltaje menor y mayores al 6% de $\Delta V$ . ....	75
Tabla 6.2 Resultados de los costos obtenidos en pérdidas por ubicación de transformador ....	75

## INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación se refiere al tema de optimización de redes de distribución de bajo voltaje cuya aplicación toma mayor relevancia frente a un crecimiento acelerado de la sociedad e incremento de demanda eléctrica. Debido a que la necesidad de expansión o repotenciación de las redes de bajo voltaje es un tema de alto interés para la CENTROSUR, el desarrollo de una metodología que permita automatizar la selección óptima de topología de red y ubicación de un transformador.

El análisis desarrollado dentro de este trabajo se basa en rutas óptimas de redes, caídas de voltaje, pérdidas técnicas y costos por pérdidas técnicas de un sistema de distribución de bajo voltaje.

La metodología desarrollada en el presente trabajo tiene como objetivo principal ser una herramienta para la búsqueda de optimización de una R.B.V. dentro del contexto de reducción de elementos innecesarios o máxima explotación de la capacidad de los mismos.

Dentro del marco académico e investigativo, la metodología se desarrolló con una revisión del estado del arte sobre algoritmos de optimización como lo son: Minimum Spanning Tree, Bellman-Ford entre otros y, flujos de potencia, mismos que son validados por la comunidad científica e implementados para el beneficio de numerosas empresas en diferentes sectores como transporte, telecomunicaciones y sistemas eléctricos de potencia.

El análisis desarrollado en los casos de estudio permite tener una visión más certera sobre las mejoras continuas, de los parámetros técnicos utilizados, que se deben ir realizando a mediano y largo plazo en la búsqueda de reducción de costos y maximización de beneficios.

En el capítulo 1 se realiza una recopilación de información y generalidades para describir el modelo del sistema de operación actual de las R.B.V. de la CENTROSUR.

En el capítulo 2, a través de un estado del arte sobre métodos de optimización se selecciona el modelo matemático y las restricciones técnicas para realizar un análisis

enfocado a las necesidades del sistema de distribución de bajo voltaje de la CENTROSUR.

Dentro del capítulo 3 se describe la función objetivo y las restricciones del modelo de optimización seleccionado. Además, se hace referencia a los tipos de mejoras que se pueden desarrollar en una R.B.V. y algunas de sus generalidades más relevantes como: características de una topología radial, tipos de pérdidas de energía eléctrica y cálculo correspondiente a cada tipo de configuración de circuito de una R.B.V.

En el capítulo 4 se desarrolla la metodología de optimización basada en el uso de algoritmo de rutas mínimas o algoritmo de Dijkstra y en el algoritmo de Flujos de potencia para determinar las pérdidas técnicas de la red.

En el capítulo 5 se presenta diferentes casos de estudio implementadas para zonas urbanas y rurales dentro del área de concesión de la CENTROSUR y se analiza los costos de pérdidas técnicas con niveles de demanda real y demanda con cocinas de inducción con penetración del 100% y 60%. Se realiza el estudio para 3 posibles ubicaciones de la estación de transformación en el área urbana y una posible ubicación en el área rural.

En el capítulo 6 se presenta un análisis comparativo de los costos en pérdidas técnicas de los distintos casos de estudio y la cantidad de usuarios que incluye cada uno, lo cual permite resaltar el nivel de optimización encontrada para las distintas ubicaciones del transformador.

Se finaliza este trabajo presentado las conclusiones y recomendaciones que se obtienen a partir del análisis de resultados, además se plantea posibles trabajos de investigación futuros que permitan lograr una mejora continua en el área de optimización de redes de distribución.

# 1. CAPÍTULO I: PROBLEMÁTICA Y GENERALIDADES

## 1.1. PROBLEMA DE ESTUDIO

El crecimiento acelerado de la sociedad se refleja en una expansión de los sistemas de distribución de bajo voltaje, misma que debe ser ejecutada bajo normas y restricciones técnicas de operación. Actualmente en la CENTROSUR se ejecuta planes de optimización en redes de distribución de bajo voltaje de manera no convencional lo cual no permiten obtener resultados técnicos-económicos con el mayor nivel de optimización. Por tal razón, es un tema de alto interés para la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR desarrollar una metodología que permita automatizar la selección óptima de topología de red con una adecuada ubicación del transformador.

## 1.2. JUSTIFICACIÓN

El desarrollo de esta metodología se basa en un modelo validado por la comunidad científica e implementada en diversos casos de investigación, el cual es detallado más adelante y será adoptado acorde a la realidad del sistema de distribución de B.T. local de la CENTROSUR.

El uso de modelos de optimización que permitan resolver problemas de programación lineal, además de software con mayores capacidades para resolver problemas de optimización matemática que facilitarán el desarrollo eficiente del proyecto y de esta manera cumplir con cada uno de los objetivos propuestos. La aplicación de este modelo matemático será desarrollada bajo las restricciones técnicas:

- Restricción de capacidad.
  - $P \leq U$ ,  $U$  es el vector de capacidad límite
- Conservación del flujo de potencia.  $IP = D$ ,
  - $P$ , es el vector de flujo de potencia,
  - $I$ , es el nodo del elemento de la matriz de incidencia y
  - $D$ , es la demanda de potencia de cada nodo
- El flujo de la red modelada debe ser radial.
- El voltaje en los nodos de demanda en cualquier momento debe estar dentro de los límites especificados.

Por ende, se justifica el desarrollo de este proyecto para facilitar a la CENTROSUR la automatización de la óptima ubicación de estaciones de transformación y despliegue de topología en las redes de bajo voltaje debido a que se realiza de manera empírica los procedimientos de optimización del sistema de distribución de B.T.

## **1.3. OBJETIVOS**

### **1.3.1. Objetivo general**

Desarrollar una metodología de optimización aplicable a sistemas de distribución de bajo voltaje para la CENTROSUR, utilizando como datos las restricciones técnicas y flujos de potencia presentes en la red para seleccionar la óptima ubicación de un transformador y despliegue de la topología de red basada en el análisis de costos de pérdidas técnicas.

### **1.3.2. Objetivos específicos**

- 1) Describir el modelo del sistema de operación de las redes de distribución de bajo voltaje de la CENTROSUR
- 2) Seleccionar el modelo matemático y las restricciones técnicas que permitan un análisis enfocado a las necesidades de las RBV de la CENTROSUR.
- 3) Describir la función objetivo (variables de decisión) y las restricciones del modelo de optimización seleccionado que se acople al modelo del sistema de la CENTROSUR.
- 4) Resolver el problema de optimización para encontrar la mejor ubicación del transformador y despliegue óptimo de la topología de red.
- 5) Analizar mediante flujos de potencia los parámetros técnicos de los mejores resultados de optimización y evaluar los costos de pérdidas técnicas de los escenarios obtenidos para presentar los criterios técnico-económicos.

## **1.4. CONCEPTOS GENERALES**

### **1.4.1. Generalidades del sistema de distribución**

Las redes de distribución de energía eléctrica dependen de actividades que están en un proceso constante de evolución acorde al tipo de equipos y herramientas utilizadas, en los tipos de estructuras, en los materiales con los que se construyen las redes y en los métodos de trabajo de las cuadrillas de construcción y mantenimiento, también son

importantes la metodología de diseño y operación empleando softwares para analizar las redes, software gráficos, etc. [1], [2].

El área de concesión de la CENTROSUR tiene una extensión de  $28.961,79 \text{ Km}^2$ , que cubren las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago y sirve alrededor de 300.000 clientes. De [3] se detalla un sistema de distribución de bajo voltaje de la CENTROSUR constituido por valores de voltaje de 220-127 voltios y 240-120 para sistemas con transformadores trifásicos y monofásicos respectivamente. En este tipo de redes aéreas los conductores se utilizan usualmente desnudos, soportados a través de aisladores en crucetas metálicas, de madera o de fibra de vidrio; en postes fabricados en hormigón, madera, metálicos o fibra de vidrio y en sistemas urbanos o rurales.

## **1.4.2. Investigación operativa**

Algunas de las definiciones de IO [Investigación Operativa] se listan a continuación:

- Los resultados obtenidos a partir de la IO se fundamentan en técnicas de optimización, las cuales aplican modelos matemáticos que permitan resolver problemas complejos de administración e ingeniería y luego analizarlos mediante un modelo científico del sistema del cual se puede predecir y comparar los resultados [3], [4].
- La investigación operativa es la aplicación de métodos científicos analíticos avanzados para incrementar la efectividad en operaciones, decisiones y gestión de empresas que, usualmente consiste en recoger y analizar datos, desarrollar y probar modelos matemáticos, proponer soluciones, interpretar la información; en conclusión, permite tomar acciones de mejora [3], [4].

## **1.4.3. Algoritmos de solución**

### **1.4.3.1. Algoritmo de Dijkstra**

“El algoritmo de Dijkstra es la estrategia de solución para las rutas de alimentación óptimas en la planificación del sistema de distribución radial. El algoritmo de Dijkstra considera la determinación del costo mínimo (distancia) desde un origen a un destino a través de algún gráfico de conexión utilizado en el diseño de la red de distribución. Estas pueden ser ejecutadas eficientemente en softwares como MatLab” [5].



## 1.5. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN EN LA CENTROSUR

### 1.5.1. Áreas de prestación de servicio de distribución eléctrica en el Ecuador

El Comité Nacional de Límites Internos del Ecuador entregó al ARCONEL la división geográfica de la organización territorial del estado, esta permitió actualizar las áreas geográficas de prestación de servicio eléctrico de las empresas distribuidoras [6].

El país cuenta con un área total de 257215,30  $km^2$ , la cual ha sido designada a las diferentes empresas para prestar el servicio eléctrico. Se muestra en la tabla No.1.

Empresa	Área [m2]	%
CNEL- Bolívar	4038.864	1.57
CNEL- El Oro	6731.864	2.62
CNEL- Esmeraldas	15526.494	6.04
CNEL- Guayaquil	1382.886	0.54
CNEL-Guayas Los Ríos	10354.135	4.03
CNEL- Los Ríos	4009.970	1.56
CNEL- Manabí	10909.035	4.24
CNEL- Milagro	5025.531	1.95
CNEL- Sta. Elena	6487.258	2.52
CNEL- Sto. Domingo	12894.112	5.01
CNEL- Sucumbíos	38517.825	14.97
E.E. Ambato	41787.299	16.25
E.E. Azogues	1150.213	0.45
E.E. CENTROSUR	30273.399	11.77
E.E. Cotopaxi	5880.139	2.29
E.E. Galápagos	8233.105	3.20
E.E. Norte	11862.098	4.61
E.E. Quito	13399.104	5.21
E.E. Riobamba	5964.413	2.32
E.E. Sur	22787.549	8.89
Total	257215.296	100.00

Tabla 1.1. Áreas de prestación de servicio eléctrico [6]

### 1.5.2. Área de concesión de la CENTROSUR

En el año 1999, se produjeron cambios en la organización de la CENTROSUR. Según mandato legal, la Empresa debía dividirse en dos compañías, la formalización se produjo en el mes de agosto, naciendo la Empresa Electro Generadora del Austro S.A. ELECAUSTRO, mientras que la CENTROSUR cambió su objeto social a la Distribución y Comercialización [7], [8].

La Empresa Eléctrica CENTROSUR presta servicio eléctrico en 11 provincias del país y sirven alrededor de 300000 clientes siendo las principales Azuay, Cañar y Morona

Santiago. La mayor área de prestación de servicio corresponde a la provincia de Morona Santiago con 64.83%, mientras que Azuay tiene el 25.86% [7], [8].

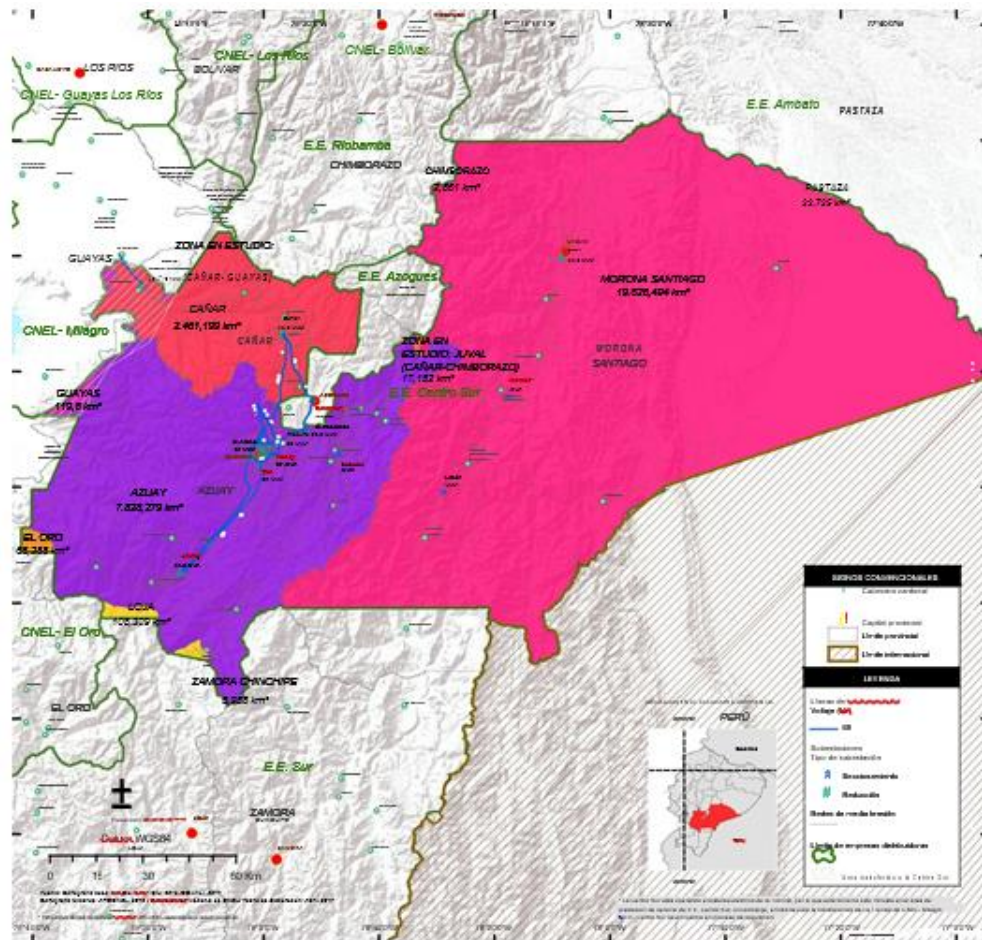


Figura 1.1. Área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR [6]

### 1.5.3. Descripción general del sistema de distribución de bajo voltaje de la CENTROSUR

El sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR se conforma por subestaciones de distribución y redes de distribución en medio y bajo voltaje.

#### 1.5.3.1. Conexión y clasificación del sistema de distribución de bajo voltaje

La topología de la red de distribución es radial, enlazada entre las distintas subestaciones. Los alimentadores primarios, sub-alimentadores y laterales se encuentran conectados a los transformadores de distribución. La conexión es radial en

las zonas con instalación aérea para las redes de medio y bajo voltaje [9]. El tipo de instalación puede ser:

- **Instalación subterránea:** Este tipo de conexión se presenta en el centro histórico de la ciudad de Cuenca y en lugares con condiciones especiales por densidad de carga o aspectos de estética urbanística [9].
- **Instalación aérea:** Se implementa este tipo de instalación con conductor desnudo y sobre estructuras de soporte en las zonas urbanas, periféricas y rurales dentro del área de concesión de la CENTROSUR [9].

### **1.5.3.2. Niveles de voltaje del sistema de distribución de bajo voltaje de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR**

De acuerdo a [9] y [10] tenemos la siguiente clasificación de niveles de voltaje del sistema de distribución.

- **Consumo residencial:**

Tensiones menores a 600V entre fases, niveles de 220/127 V trifásicos en 3F4C o 240/120V monofásicos en 1F2C y 2F3C.

- **Consumo Comercial:**

Tensiones menores a 600V entre fases, niveles de 220/127 V trifásicos en 3F4C o 240/120 V en 1F2C y 2F3C. Para clientes con cargas puntuales se alimenta directamente desde la red de medio voltaje. Los bancos se incluyen dentro de esta categoría.

- **Consumos Industriales:**

240/120 V monofásicos en 1F3C o 220/127 V trifásicos en 3F4C.

- **Consumos Especiales:**

Clientes industriales que pueden ser superiores a 2300 V.

### 1.5.3.3. Criterios homologados para estructuras de sistemas de distribución

En la tabla 1.2 se muestran los valores de tensiones normalizados para el Ecuador superiores a 13.8kV presentados en [11].

MEDIO VOLTAJE	BAJO VOLTAJE	
6.3 [kV]	Red monofásica	120 / 240 [V]
13.8 [kV] GRDY / 7.967 [kV]		
22 [kV] GRDY / 12.7 [kV]	Red trifásica	127 / 220 [V]
22.86 [kV] GRDY / 13.2 [kV]		
34.5 [kV] GRDY / 19.920 [kV]		

Tabla 1.2. Niveles de voltaje nominal normalizados [11]

\*GRDY: Conexión Delta-Estrella aterrizada

La homologación realizada para el Ecuador por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable presenta algunos criterios relevantes para la construcción de redes de distribución de bajo voltaje. De [11] se extraen las características más importantes y se presentan a continuación:

- **Postes:** Implementación de postes circulares de hormigón armado, plástico reforzado con fibra de vidrio. Altura normalizada de 10[m]-400[kg] y 12[m]-500[kg], para condiciones especiales se utilizarán con altura de 14,16 y 18 [m].

Se debe evitar el uso de tensores mediante postes con carga horizontal de rotura de 2000[kg] o auto-soportantes.

- **Conductores:** Se utilizará conductor pre-ensamblado en las RBT en zonas con alta incidencia de flora, fauna, protegidas y hurto de energía. En zonas con alta incidencia de flora y fauna, se utilizará conductor protegido en la conexión entre la red de medio voltaje y los bujes del transformador.
- **Transformadores:** Para redes monofásicas se debe instalar transformadores de tipo auto-protegido, se deben ajustar a lo detallado en el sumario de especificaciones técnicas y los bancos de transformadores monofásicos solo serán instalados en condiciones particulares.

## **2. CAPÍTULO II: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y SELECCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO Y RESTRICCIONES TÉCNICAS ENFOCADO A LA CONFIGURACIÓN DE LAS RBV DE LA CENTROSUR**

### **2.1. ESTADO DEL ARTE**

En este capítulo se muestra una revisión de los modelos matemáticos de optimización que tendrían un mayor enfoque con la reducción de costos totales en redes eléctricas. En primer lugar, se indica una descripción global de cada modelo, circunstancias y características sobre el desarrollo de la investigación, seguidamente se detalla el modelo y restricciones empleadas en cada método. Finalmente se realiza la elección del modelo que mejor se adapta a las necesidades de la CENTROSUR, acoplado las notaciones matemáticas a términos comúnmente usados en el medio.

#### **2.1.1. Modelo orientado a la ubicación óptima de transformadores**

En [12], se plantea una metodología que consiste en buscar la ubicación óptima de un transformador en las redes de bajo voltaje, al mismo tiempo son considerados los tramos de red en medio voltaje que alimentarán estos elementos del sistema, donde en algunos casos requerirá de una extensión de red, características que influyen directamente en los costos totales.

La función objetivo, tanto en [12] y [13] se compone de la sumatoria de una serie de costos totales, que buscan minimizar los valores del proyecto en conjunto. Donde cada costo individual responde a; costos de instalación de transformadores nuevos en el sistema, costos de nuevos tramos de redes secundarias, costos de pérdidas de energía en redes secundarias, costos de pérdidas de energía del transformador en vacío y con el mismo con carga. Por último, las restricciones que maneja este modelo matemático consideran el límite de caída de voltaje que afecta directamente a los usuarios del sistema, la cargabilidad correspondiente a los transformadores para evitar subutilización y sobrecarga que repercuten directamente en los costos.

Seguidamente se presenta el modelo matemático, constituido por la función objetivo y sus restricciones.

## **Función objetivo:**

$$\min Z = C1 + C2 + C3 + C4 + C5 \quad (2.1)$$

$$\begin{aligned} \min Z = & \sum_{h=1}^{nl} C_i \delta_i + \sum_{i=1}^{nl} \sum_{j=1}^{ns} CS_{ij} L_{ij} \beta_{ij} \delta_i \sum_{h=1}^{ny} \left( \frac{1+i_e}{1+i} \right)^h \sum_{i=1}^{nl} \sum_{j=1}^{ns} CeT \left( \frac{S_{ij}^2}{V_{nom}^2} \right) R_c L_{ij} \beta_{ij} \delta_i \\ & + \sum_{h=1}^{ny} \left( \frac{1+i_e}{1+i} \right)^h CeT \sum_{h=1}^{nl} P_{FEj} \delta_i \\ & + \sum_{h=1}^{ny} \left( \frac{1+i_e}{1+i} \right)^h CeT \sum_{h=1}^{nl} P_{CUi} \left( \frac{S_{di}}{S_{nom-i}} \right) \delta_i \end{aligned} \quad (2.2)$$

## **Restricciones del sistema:**

$$\sum_{i=1}^{ns} \beta_{ij} = 1, \forall j = 1, \dots, nl \quad (2.3)$$

$$k_{min} S_{nom-i} \leq \sum_{i=1}^{ns} \beta_{ij} S_{ij} \leq k_{max} S_{nom-i} \quad (2.4)$$

$$0 \leq \frac{L_{ij} S_{ij}}{V_{nom}} * R_c \leq \Delta V_{max-perm} \quad (2.5)$$

$$\forall i = 1, \dots, ns \wedge \forall j = 1, \dots, nl \quad (2.6)$$

Dónde:

$\beta_{ij}$  = Variable binaria que relaciona un usuario del nodo j con el transformador i.

$nl$  = Número de transformadores propuestos.

$ns$  = Número de líneas secundarias propuestas.

$ny$  = Número de períodos de estudio.

$Ce$  = Costo de la energía [kWh].

$T$  = Horas de cada período de estudio [8760 horas/año].

$S_{ij}$  = Potencia de la carga j alimentada por el transformador i.

$R_c$  = Resistencia del conductor calibre c [ohm/km].

$L_{ij}$  = Distancia desde la carga j al transformador i [km].

$\delta_i$  = Variable binaria asociada a la existencia del transformador  $i$ .

$i_e$  = Incremento del costo de la energía.

$k_{min}$  = Límite inferior de cargabilidad del transformador.

$k_{max}$  = Límite superior de cargabilidad del transformador.

### **2.1.2. Modelo orientado a la optimización de redes de medio voltaje**

En [14], se presenta un procedimiento que conlleva una serie de pasos para resolver un algoritmo que, posteriormente es validado en Matlab. Este algoritmo busca determinar el óptimo de una red radial de medio voltaje de gran tamaño. Los procedimientos que buscan dar solución a lo planteado basan su criterio en algoritmos conocidos como lo son: Algoritmo de Dijkstra, Algoritmo de Bellman-Ford, y otras técnicas heurísticas que hacen referencia a tratamientos matemáticos que conllevan a un proceso de prueba y error para determinar las mejores soluciones que se acerquen a la realidad.

Su función objetivo se centra en minimizar los costos fijos totales de líneas de alimentación, y costos operativos referentes a pérdidas de energía eléctrica, que son calculados mediante la aplicación de flujos de potencia. Por otra parte, las restricciones sujetas a este modelo buscan mantener un límite en la capacidad de transporte de potencia; determinar el tipo de red, en este caso radial y; mantener límites adecuados de caídas de voltaje.

De [15] se tiene la formulación para la función objetivo que, al igual que [14] relaciona términos de costos y pérdidas técnicas de energía. Posteriormente se presenta la función objetivo con las restricciones sujetas a este caso.

#### **Función objetivo:**

$$C = C_f + C_l \quad (2.7)$$

$$C_f = g \sum_{k=1}^n C_k \quad (2.8)$$

$$C_l = 8760c\beta \sum_{k=1}^n |I_k|^2 r_k \quad (2.9)$$

$$C = g \sum_{k=1}^n C_k + 8760c\beta \sum_{k=1}^n |I_k|^2 r_k \quad (2.10)$$

$$\beta = 0.15\alpha + 0.85\alpha^2 \quad (2.11)$$

**Restricciones:**

- a. Restricciones de Capacidad:

$$P \leq U, U = \text{Vector límite de capacidad}$$

- b. Conservación de flujo:

$$IP = D$$

$P$  = Vector de flujo de potencia.

$I$  = Corresponde a los nodos de la matriz de incidencia.

$D$  = Es la demanda en cada nodo.

- c. El flujo del sistema es radial  
d. El voltaje en cualquier nodo debe estar en los límites adecuados

Dónde:

$C_f$  = Costo fijo anual de las líneas de alimentación y subestaciones conectadas.

$C_l$  = Costos en pérdidas anuales de energía en la red.

$C_k$  = Costo del ramal k del alimentador principal.

$g$  = Tasa de recuperación anual del coste fijo.

$n$  = Número total de ramas.

$c$  = Costo en pérdida por unidad de energía.

$\beta$  = Factor de pérdida.

$r_k$  = Resistencia del ramal [ $\Omega$ ].

$I_k$  = Corriente del ramal en plena carga [A].

$\alpha$  = Factor de carga.



### 2.1.3. Modelo orientado a la reconfiguración óptima de redes de medio voltaje mediante la aplicación de algoritmo MST y reglas heurísticas.

En [16], se combina la aplicación del algoritmo MST (Minimum Spanning Tree) y diferentes reglas heurísticas para buscar la optimización mediante la reconfiguración de las redes de medio voltaje, con el objetivo principal de reducir los costos en pérdidas de energía activa. La metodología consta de 3 procedimientos. El primer procedimiento convierte una red radial en una mallada, posteriormente se aplica flujos de potencia para encontrar voltajes de barra y sus respectivos pesos. Por último, en base al algoritmo MST se encuentra una optimización de la red preliminar.

El segundo procedimiento, mediante las reglas heurísticas se localiza una optimización de la red alternativa.

Finalmente, el tercer proceso compara resultados para llegar a la mejor decisión de red optimizada, corrigiendo posibles limitaciones.

#### **Función objetivo:**

$$\min P_{loss} = \sum_{k=1}^{n_b} R_k \frac{P_k^2 + Q_k^2}{V_k^2} \quad (2.12)$$

#### **Restricciones:**

- a. Restricciones de topología de red.

$$g_k \in \mathbf{G} \quad (2.13)$$

- b. Restricciones de operación del sistema de distribución.

$$\begin{cases} V_{k \min} \leq V_k \leq V_{k \max} \\ I_k \leq I_{k \max} \end{cases} \quad (2.14)$$

- c. Conservación del flujo de potencia.

$$\sum_{\{(j,i) \in B\}} S_{ji} - \sum_{\{(i,j) \in B\}} S_{ji} = L_i \quad (2.15)$$

$$\forall i \in N \quad (2.16)$$

Dónde:

$n_b$  = Número total de ramas.

$R_k$  = Resistencia.

$P_k$  = Potencia activa [kW]

$Q_k$  = Potencia Reactiva [kVAR]

$V_k$  = Voltaje en bus en la k-ésima rama [V]

$g_k$  = Topología de red después de la reconfiguración.

$G$  = Conjunto de todas las topologías de red viables.

$N$  = Cantidad total de buses.

$L_i$  = Carga en el bus i.

$B$  = Representa el conjunto de todas las ramas.

$S_{ji}(S_{ij})$  = Inyección de potencia del bus j (i) al bus i (j).

$V_{k\max}$  y  $V_{k\min}$  = Voltajes límite existentes en las barras.

$I_k$  = Corrientes en las barras del sistema.

## 2.2. MODELO MATEMÁTICO SELECCIONADO

En base a lo expuesto en puntos anteriores referente al modelo detallado en [14], el presente trabajo analiza las redes eléctricas secundarias de la CENTROSUR buscando alternativas para minimizar los costos totales, por tal motivo este modelo cuenta con los componentes requeridos que argumentan la validación del desarrollo del presente documento mediante su aplicación en puntos posteriores.

Con el propósito de adaptar la ecuación matemática a las necesidades de la CENTROSUR, se ha realizado modificaciones en la estructura y ciertos componentes que permitan utilizar datos y procedimientos conocidos en el ámbito local y, a la vez serán empleados en el desarrollo de este trabajo. De este modo, el enfoque del modelo base ha sido mantenido en su totalidad.

A continuación, se presenta el modelo final, seguidamente se acota los componentes más relevantes.

$$C = \Delta P_l [C_p \tau_e + K_{asep}] \quad (2.17)$$

$$\Delta P_l = k_{cir} \left[ \frac{S_{ij}^2}{U^2} (R_{ij} L_{ij} 10^{-3}) \right] \quad (2.18)$$

$$C = \sum_{k=1}^n \left[ \frac{S_{ij}^2}{U^2} (R_{ij} L_{ij} 10^{-3}) \right] [C_p \tau_e + K_{asep}] \quad (2.19)$$

Dónde:

$C$  = Costos en pérdidas anuales de energía en la red.

$\Delta P_l$  = Pérdidas globales de potencia activa en el Sistema.

$C_p$  = Costo de la energía [kWh].

$\tau_e$  = Horas de cada período de estudio [8760 horas/año].

$R_{ij}$  = Resistencia del ramal [ $\Omega$ /km].

$X_{ij}$  = Reactancia del ramal [ $\Omega$ /km].

$L_{ij}$  = Distancia entre nodos del sistema [m].

$S_{ij}$  = Demanda instalada en el nodo  $i$  [kVA].

$P_{ij}$  = Potencia activa en el nodo  $i$  [kW].

$Q_{ij}$  = Potencia reactiva en el nodo  $i$  [kVAR].

$K_{asep}$  = Costos de inversión amortizados de las líneas de RBV.

$U_{Nom}$  = Voltaje del sistema.

El componente  $S_{ij}$  se obtiene de la ejecución de flujos de potencia y depende de los valores nodales de demanda,  $L_{ij}$  es determinado mediante la topología de red establecida inicialmente,  $K_{asep}$  elemento obtenido por los costos fijos que intervienen en la estructura del sistema (líneas, transformadores, etc.) y,  $C_p$  es un valor asignado por la ARCONEL, siendo variable para las diferentes entidades comercializadoras de energía eléctrica en el país.

### **Restricciones del sistema:**

- Nivel de caída de voltaje máximo permitido
- Restricción en la determinación de radialidad en el sistema
- Restricción en el sentido de flujo único en todo el sistema
- Selección única de nodo de transformación

### 3. CAPÍTULO III: FUNCIÓN OBJETIVO Y RESTRICCIONES DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN SELECCIONADO

#### 3.1. MODIFICACIONES PARA MEJORAR LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BAJO VOLTAJE.

El presente proyecto de tesis se enfoca en el desarrollo de la metodología que permita realizar los llamados “estudios de los circuitos secundarios”, y cuyos resultados determinarán la necesidad de mejorarlos de manera óptima en función de diferentes parámetros como lo son la función objetivo y sus restricciones técnicas que se detallan dentro de este capítulo.

De [1] se consideran algunas mejoras frecuentes en una red de distribución como: cambio de conductor, reubicación o sustitución del banco de transformador o la división del circuito. Clasificándose así en mejoras organizativas y mejoras técnicas.

##### 3.1.1. Mejoras técnicas

Se debe realizar los estudios previos para determinar el problema presente en la red de distribución. De esta manera se ejecutarán cambios de calibre de conductor o división del circuito.

La metodología presentada en este proyecto permite automatizar la toma de decisión en base a resultados de beneficios y costos presentes en la red de distribución.

En la figura 3.1 se presenta un ejemplo de la mejora técnica mediante la división del circuito.

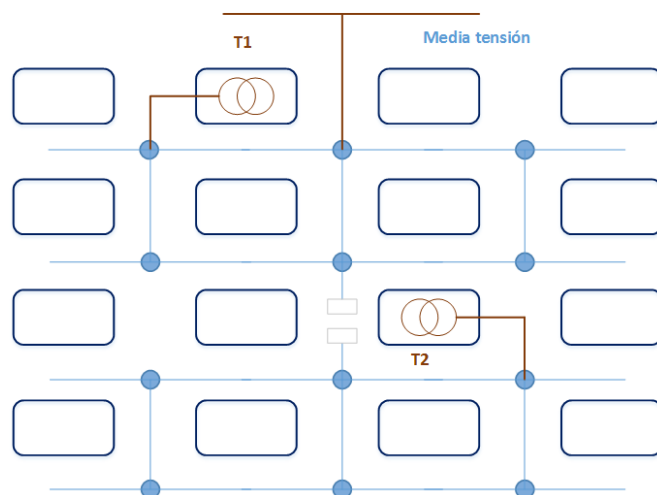


Figura 3.1. Red de distribución radial que presentó una mejora a través de división de circuito.

### 3.1.2. Mejoras organizativas

La principal mejora organizativa es la reubicación del transformador teniendo presente el centro de carga de la red en estudio. La metodología planteada en los capítulos 4 y 5 permiten el análisis mediante el algoritmo de optimización Dijkstra y flujos de carga y así determinar la mejor ubicación del transformador en la RBV [1].

### 3.1.3. Características de un circuito de distribución radial

De manera general en [1] se presenta los parámetros a considerar dentro de un esquema de una red de distribución de bajo voltaje radial.

1. Datos del transformador
2. Topología y cantidad de postes de la RBV
3. Distancia entre postes.
4. Número y características de las acometidas por poste.
5. Calibre, impedancia del secundario y de las acometidas, corriente máxima permisible, etc.

Se desconocen la demanda máxima en cada tramo del secundario y la demanda máxima en cada acometida. Estas deberán ser determinadas mediante las normativas de la CENTROSUR.

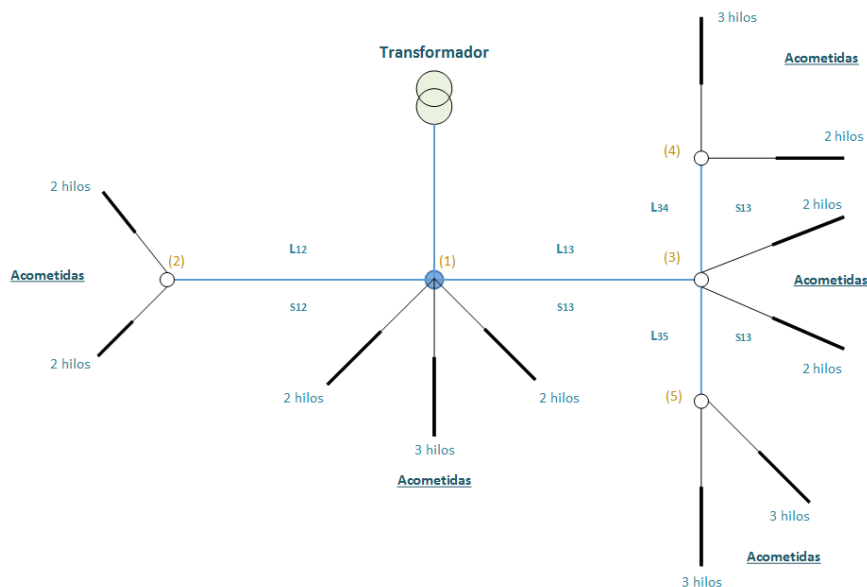


Figura 3.2. Circuito de distribución radial

### **3.1.4. Flujos de carga en Redes de Distribución Urbanas Radiales.**

De [1], [17] se extrae relevantes consideraciones para las redes de distribución urbanas, con lo que respecta a los resultados de los flujos de potencia, se utilizan métodos diferentes a los correspondientes en transmisión y subtransmisión radiales, por ejemplo:

- Las redes de distribución urbana o rural, no solamente están compuestas por ramales trifásicos, pueden presentarse casos donde existen ramales monofásicos entre dos fases, entre una fase cualquiera y el neutro, o ramales de dos cualesquiera y el neutro. Por lo tanto, para cada situación se debe utilizar expresiones distintas para el cálculo de caídas de voltaje y pérdidas.
- Los nodos de la red son representados por los postes que componen cada circuito, un cruce del alimentador en dos o más ramales, o donde hay instalado un banco de capacitores o banco de transformadores.
- En las redes transmisión y subtransmisión se conoce a la carga de los nodos de una manera similar.
- Uno de los aspectos importantes en las redes de distribución, es el poder despreocuparse de las capacitancias de las líneas, simplificando la representación de los ramales a simples impedancias.

Cada aspecto descrito es de gran importancia para obtener un correcto análisis de los flujos de carga en las redes de distribución en cada una de las configuraciones que serán tratadas en puntos posteriores.

### **3.1.5. Factores que determinan el estado de las redes de distribución.**

El estado de las redes depende directamente de dos factores, caídas de voltaje y pérdidas de potencia activa. Las caídas de voltaje demuestran la calidad de servicio que recibe cada usuario en el área de concesión de la red, por otro lado, las pérdidas representan un balance entre las condiciones económicas y costos de operación [1].

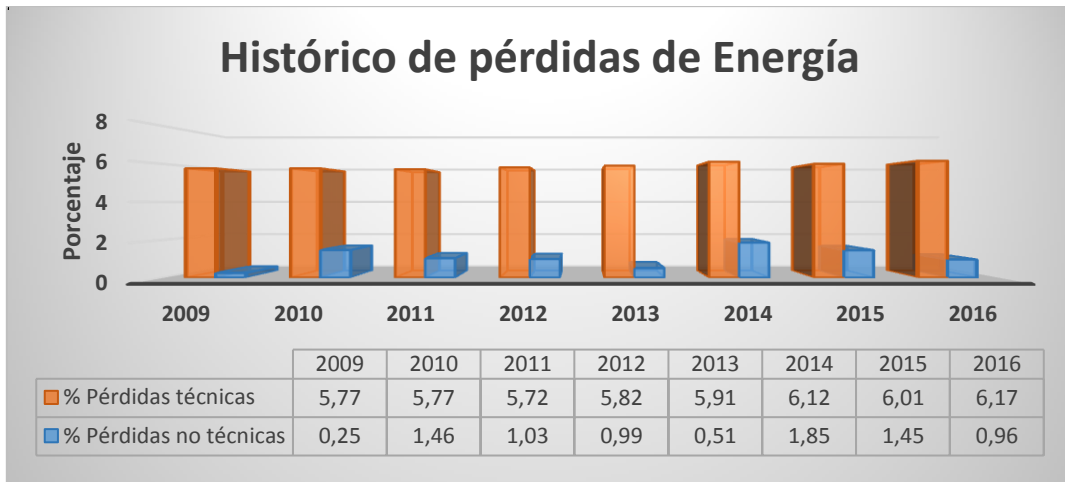


Figura 3.3. Representación del histórico de pérdidas técnicas y no técnicas de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR [18]

### 3.1.6. Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica

#### 3.1.6.1. Pérdidas técnicas

Generalmente las pérdidas técnicas son representadas por la energía no aprovechada, esta energía se pierde por causas internas al sistema, principalmente constituyen la disipación de los equipos instalados en la red, tales como transformadores, líneas de transmisión y distribución [19], [20].

Frecuentemente se busca reducir el porcentaje de pérdidas en el sistema, mediante estrategias de control general en todos los factores que componen una red. Sin embargo, el nivel de las pérdidas no puede ser eliminado completamente [21].

#### 3.1.6.2. Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas o pérdidas negras son causadas por factores externos al sistema de distribución, dichos factores pueden ser considerados por lecturas erróneas de los equipos de medición, error del consumo estimado, fuentes de hurto, etc. Por lo tanto, las empresas que suministran el servicio eléctrico son afectadas directamente por los porcentajes de energía que no son facturados o únicamente se recupera pequeños valores.

De este modo, la proporción de energía que se pierde en algún lugar por factores mencionados, puede estimarse en función de la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas determinadas [19], [21].



### 3.2. CÁLCULO PARA CAÍDAS DE VOLTAJE Y PÉRDIDAS CORRESPONDIENTE A CADA TIPO DE CONFIGURACIÓN DE CIRCUITOS EN REDES DE BAJO VOLTAJE

La configuración de los circuitos en las redes secundarias conlleva un determinado análisis por los problemas que se presentan en los valores totales de caídas de voltaje. Por tal motivo, dependiendo de las características necesarias en una red, se puede emplear una configuración que cumpla con los límites establecidos en caídas de voltaje y pérdidas.

Con la finalidad de tener una mejor apreciación del impacto que generan las diferentes configuraciones de circuitos sobre las caídas de voltaje en una red, se realiza la representación de estos circuitos con sus respectivas componentes en modo trifásico y monofásico comparando sus expresiones de cálculo.

En [1], [17] se analiza los tipos de configuraciones de circuitos en las redes primarias y secundarias, haciendo referencia a los parámetros de fase y de secuencia.

#### 3.2.1. Alimentadores y ramales trifásicos de tres ( $\Delta$ ) y cuatro hilos (Y)

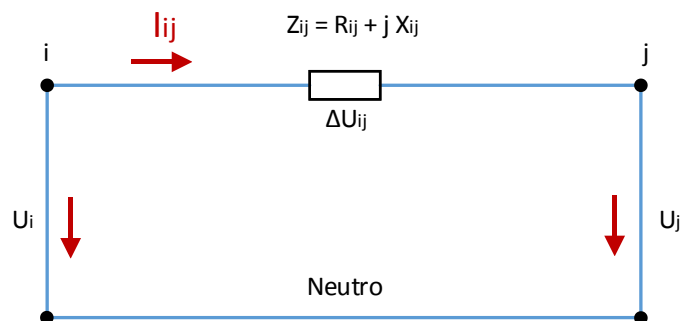


Figura 3.4. Circuito que representa un alimentador o ramal trifásico de tres o cuatro hilos[1]

Dónde:

$Z_{ij}$  = Corresponde impedancia del alimentador o ramal de secuencia positiva en  $\Omega/\text{km}$ .

$I_{ij} = I_{ij} \angle -\varphi$  = Corriente del alimentador o ramal.

$L_{ij}$  = Longitud del alimentador o ramal en kilómetros.

$U_i$  y  $U_j$  = Voltajes en los postes "i" y "j".

En los circuitos secundarios, donde el nivel de voltaje no supera los 22 kV (caso de la CENTROSUR), el ángulo entre los voltajes del envío y recibo (ángulo de potencia) tiene un valor como máximo de un grado. Por tal motivo es posible depreciar la parte imaginaria de la caída de voltaje y obtener una expresión próxima de la caída de voltaje:

$$\Delta U_{ij} = L_{ij} I (R_{ij} \cos \varphi + X_{ij} \sin \varphi) \quad (3.1)$$

La expresión 3.1 determina de manera general la caída de voltaje en cualquier ramal trifásico en el que se conozca la longitud, impedancia y corriente que circula en forma compleja.

La corriente, en función de la demanda en un alimentador o ramal "ij" cualquiera es:

$$I_{ij} = \frac{\text{Demanda}_{kVA} 3F}{\sqrt{3} U_{Nom}} \text{ Amp} \quad (3.2)$$

Usualmente se busca obtener los valores de caídas de voltaje en las peores condiciones, es decir, para la demanda máxima (DM) del alimentador o ramal en análisis. En estos temas, la expresión 3.2 se convierte:

$$I_{ij} = \frac{DM}{\sqrt{3} \cdot U_{Nom}} \text{ A} \quad (3.3)$$

Dónde:

**DM** = Demanda Máxima que circula por el alimentador "ij" en kVA

**U<sub>Nom</sub>** = Voltaje nominal del circuito en kV

Sustituyendo 3.3 en 3.1:

$$\Delta U_{ij} = \frac{DM_{ij}}{\sqrt{3} \cdot U_{Nom}} \cdot I_{ij} \cdot M_{ij} \text{ Voltaje al neutro} \quad (3.4)$$

Donde se define el parámetro:

$$M_{ij} = (R \cdot \cos \phi + X \cdot \sin \phi)_{ij} \quad (3.5)$$

Una de las prioridades de las RDU (Red de Distribución Urbana) es cumplir con la calidad de servicio eléctrico en los niveles de voltaje de los consumidores. Por tal motivo los resultados de los flujos de potencia hacen referencia al cálculo de la caída de voltajes en porcentajes para determinar de una manera más clara y exacta el cumplimiento o no de las normas establecidas para esta importante variable [1].

Es así como, la CENTROSUR ha fijado un valor máximo de caídas de voltaje para mantener un servicio adecuado a sus consumidores; siendo 6% en el área urbana y 4.5% para la parte rural [9].

Expresando la caída de voltaje en porcentaje con respecto al voltaje nominal al neutro en voltios:

$$\Delta U_{ij} \% = \frac{\frac{DM_{ij}}{\sqrt{3} \cdot U_{Nom}} \cdot L_{ij} \cdot M_{ij}}{\frac{U_{Nom} \cdot 10^3}{\sqrt{3}}} \cdot 100 \quad (3.6)$$

$$\Delta U_{ij} \% = \frac{DM_{ij}}{10 \cdot U_{Nom}^2} \cdot L_{ij} \cdot M_{ij} \quad (3.7)$$

### 3.2.2. Ramales monofásicos entre dos fases de un circuito conectado en $\Delta$

Los ramales monofásicos alimentados por un transformador conectado en delta, se forman con dos fases cualquiera (A-B, B-C o C-A). La figura 3.5 muestra uno de estos ramales entre los postes “i” y “j” formado por las fases “A” y “B” de un ramal primario. En ella:

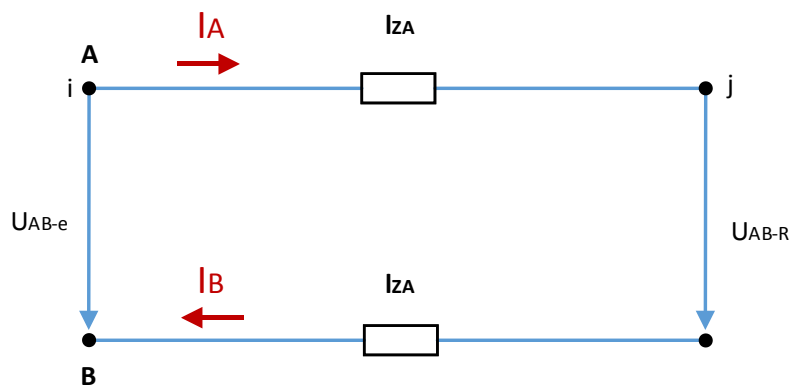


Figura 3.5. Representación circuital de un ramal monofásico formado por las fases A y B de una red de distribución conectada en delta [1]

$Z_A = Z_B = Z =$  Impedancia de cada fase

$L =$  Longitud del ramal "i-j" en kilómetros.

$I_A = -I_B = I =$  Corriente que circula por el ramal monofásico.

$U_{AB-e} = U_{AB-R} =$  Voltajes en el envío (i) y en el recibo (j) del ramal.

La caída de voltaje en voltios de línea a línea, en el lazo formado por las fases A y B, teniendo en cuenta que se desprecia la componente transversal de la caída de voltaje, es:

$$\Delta U_{AB} = U_{AB-e} - U_{AB-R} = 2 \cdot L_{ij} \cdot M_{ij} \cdot I \text{ Voltaje de línea} \quad (3.8)$$

Dónde:

$$M_{ij} = r \cdot \cos \phi + x \cdot \text{sen} \phi \text{ Ohm/km} \quad (3.9)$$

Expresando la corriente en función del voltaje nominal y de la demanda máxima en el alimentador en kVA monofásicos:

$$I = \frac{DM_{ik} (kVA \text{ Monofási } \cos)}{U_{AB-Nom} (kV)} \text{ Amp} \quad (3.10)$$

Sustituyendo 3.10 en 3.8:

$$\Delta U_{AB} = 2 \cdot \frac{DM_{ij}}{U_{AB-Nom}} \cdot L_{ij} \cdot M_{ij} \text{ Voltaje de línea} \quad (3.11)$$

Expresando la caída de voltaje en porcentaje con respecto al voltaje de línea:

$$\% \Delta U_{ij} = \frac{2 \cdot \frac{DM_{ij}}{U_{AB-Nom}} \cdot L_{ij} \cdot M_{ij}}{U_{AB-Nom} \cdot 10^3} \cdot 100 \quad (3.12)$$

$$\% \Delta U_{ij} = 2 \cdot \frac{DM_{ij}}{10 \cdot U_{AB-Nom}^2} \cdot L_{ij} \cdot M_{ij} \quad (3.13)$$

**Se puede notar que la caída de voltaje de una distribución monofásica es dos veces mayor a la trifásica, por lo cual esta última presenta una mayor ventaja.**

En la tabla 3.1 se presenta las expresiones para el cálculo de caídas de voltaje, correspondientes a los tipos de conexión establecidos en redes secundarias, tanto en términos de voltaje y porcentaje. Además, el parámetro “M” que considera la componente transversal de la caída de voltaje obteniendo resultados exactos.

Circuito Tipo	Expresiones para calcular las caídas de voltaje.	
	En voltios	En porcentaje
3F de 3 y 4 hilos	$\Delta U_{ij} = \frac{DM_{ij}}{\sqrt{3} \cdot U_{Nom}} \cdot L_{ij} \cdot M_{ij}$	$\% \Delta U_{ij} = \frac{DM_{ij}}{10 \cdot U_{Nom}^2} \cdot L_{ij} \cdot M_{ij}$
1F L-L ( $\Delta$ )	$\Delta U_{AB-ij} = 2 \cdot \frac{DM_{ij}}{U_{AB-Nom}} \cdot L_{ij} \cdot M_{ij}$	$\% \Delta U_{AB-ij} = 2 \cdot \frac{DM_{ij}}{10 \cdot U_{AB-Nom}^2} \cdot L_{ij} \cdot M_{ij}$
1F L-n (Y)	$\Delta U_{Fn-ij} = \sqrt{3} \cdot \frac{DM_{ij}}{U_{Nom}} \cdot L_{ij} \cdot M_{ij}$	$\% \Delta U_{Fn-ij} = 3 \cdot \frac{DM_{ij}}{10 \cdot U_{Nom}^2} \cdot L_{ij} \cdot M_{ij}$
2F-n (Carga 1F balanc.)	$\Delta U_{Fn-ij} = \frac{\sqrt{3} \cdot DM_{ij}}{2 \cdot U_{Nom}} \cdot L_{ij} \cdot M_{2Fn-ij}$	$\% \Delta U_{Fn-ij} = \frac{3}{2} \cdot \frac{DM_{ij}}{10 \cdot U_{Nom}^2} \cdot L_{ij} \cdot M_{2Fn-ij}$
2F-n (Carga 2F balanc.)	$\Delta U_{Fn-ij} = \frac{DM_{ij}}{\sqrt{3} \cdot U_{Nom}} \cdot L_{ij} \cdot M'_{2Fn-ij}$	$\% \Delta U_{Fn-ij} = \frac{DM_{ij}}{10 \cdot U_{Nom}^2} \cdot L_{ij} \cdot M'_{2Fn-ij}$

Tabla 3.1. Resumen de las expresiones para calcular las caídas de voltajes en los diferentes tipos de ramales que forman las redes de distribución primaria. [1]

### 3.2.3. Considerando la componente transversal de la caída de voltaje

Circuito tipo	Parámetro M en $\Omega/\text{km}$
3F de 3 y 4 hilos	$M_{ij} = (r \cdot \cos \phi + x \cdot \text{sen} \phi)_{ij}$
1F L-L ( $\Delta$ )	$M_{ij} = (r \cdot \cos \phi + x \cdot \text{sen} \phi)_{ij}$
1F L-n (Y)	$M_{ij} = (r \cdot \cos \phi + x \cdot \text{sen} \phi)_{ij}$
2F-n (Carga 1F balanceada)	$M_{2F-n} = \{r[\cos \varphi + \cos(60 + \varphi)] + x[\text{sen} \varphi + \text{sen}(60 + \varphi)]\}$
2F-n (Carga 2F balanceada)	$M'_{2F-n} = \{r[\cos \varphi + \sqrt{3} \cos(\varphi - 30)] + x[\text{sen} \varphi + \sqrt{3} \text{sen}(\varphi - 30)]\}$

Tabla 3.2. Resumen de las expresiones para calcular el parámetro “M” para los diferentes tipos de alimentadores y ramales que forman los circuitos de distribución primaria. [1]

### 3.3. EXPRESIONES PARA LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA

Se presenta las expresiones para el cálculo de pérdidas de potencia activa, detallando las configuraciones trifásicas y monofásicas con el fin de apreciar la diferencia de ambas situaciones; se extrae de [1] las principales características que representan a las formulaciones matemáticas para las pérdidas técnicas.

#### 3.3.1. Alimentadores y ramales trifásicos de tres ( $\Delta$ ) y cuatro hilos (Y).

La expresión general que permite calcular las pérdidas técnicas en los ramales trifásicos balanceados de tres o cuatro hilos es:

$$\Delta P_{3F} = 3 \cdot I^2 \cdot L \cdot r \cdot 10^{-3} \text{ kW} \quad (3.14)$$

Representando la función en términos de mayor información en las redes, se sustituye la corriente en función de la demanda máxima del alimentador, el voltaje nominal y generalizando para cualquier ramal trifásico "ij", se tiene:

$$\Delta P_{3F-ij} = \left( \frac{DM_{ik}}{U_{Nom}} \right)^2 \cdot L_{ij} \cdot r_{ij} \cdot 10^{-3} \quad (3.15)$$

Dónde:

$DM_{ij}$  = Demanda máxima trifásica en kVA que circula por el alimentador "ij".

$U_{Nom}$  = Voltaje nominal del circuito en kV de línea a línea.

$L_{ij}$  = Longitud del tramo "ij" en kilómetros.

$r_{ij}$  = Resistencia eléctrica de los conductores de fase del alimentador.

#### 3.3.2. Ramales monofásicos entre una fase y el conductor neutro (Y)

La figura 3.6 muestra el circuito equivalente que representa un ramal monofásico entre la fase "A" y el neutro.

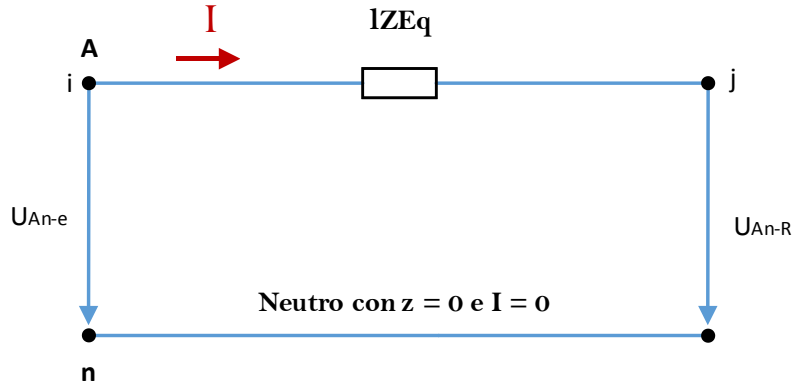


Figura 3.6. Representación circuital de un ramal monofásico formado por las fases A y el neutro de una red de distribución conectada en estrella [1]

$$\Delta P_{1FLn} = I^2 \cdot r_{Eq} \cdot L \cdot 10^{-3} \text{ kW} \quad (3.16)$$

Sustituyendo la corriente en función de la demanda máxima monofásica conectada entre línea y neutro y del voltaje nominal de línea a línea.

$$\Delta P_{1FLn} = \left( \frac{\sqrt{3} \cdot DM}{U_{Nom}} \right)^2 \cdot r_{Eq} \cdot L \cdot 10^{-3} \text{ kW} \quad (3.17)$$

Reagrupando y expresándola para un ramal "ij" cualquiera:

$$\Delta P_{1FLn-ij} = 3 \cdot \left( \frac{DM_{ij}}{U_{Nom}} \right)^2 \cdot r_{Eq-ij} \cdot L_{ij} \cdot 10^{-3} \quad (3.18)$$

Dónde:

$DM_{ij}$  = Demanda máxima en kVA monofásicos que circula por el ramal "ik".

$U_{Nom}$  = Voltaje nominal del circuito en kV de línea a línea.

$r_{Eq-ij}$  = Resistencia equivalente del ramal en  $\Omega/\text{km}$  que debe incluir el efecto del retorno de la corriente por la tierra, del neutro y de la resistencia de puesta a tierra.

$L_{ij}$  = Longitud del ramal en kilómetros.

**Se puede notar que, al tener conductores iguales, tanto para fase y neutro, las pérdidas son 6 veces mayor en la configuración monofásica pues la resistencia se convierte en  $r_F + r_n = 2r$ .**

<b>Circuito Tipo</b>	<b>Expresiones para calcular las pérdidas en kW.</b>
3F 3 y 4 hilos	$\Delta P_{3F-ik} = \left( \frac{DM_{ik}}{U_{Nom}} \right)^2 \cdot l_{ik} \cdot r_{ik} \cdot 10^{-3}$
1F L-L ( $\Delta$ )	$\Delta P_{1F-L-L_k} = 2 \cdot \left( \frac{DM_{1F-ik}}{U_{Nom}} \right)^2 \cdot l_{ik} \cdot r_{ik} \cdot 10^{-3}$
1F L-n (Y)	$\Delta P_{1FLn-ik} = 3 \cdot \left( \frac{DM_{1F-ik}}{U_{Nom}} \right)^2 \cdot r_{Eq-ik} \cdot l_{ik} \cdot 10^{-3}$
2F-n carga monofásica total	$\Delta P_{2Fn-1F} = \frac{3}{4} \cdot \left( \frac{DM_{1F-ik-Total}}{U_{Nom}} \right)^2 \cdot (r_A + r_B + r_n) \cdot l_{ik} \cdot 10^{-3}$
2F-n carga monofásica de una fase	$\Delta P_{2Fn-1F} = 3 \cdot \left( \frac{DM_{ik-Fn}}{U_{Nom}} \right)^2 \cdot (r_A + r_B + r_n) \cdot l_{ik} \cdot 10^{-3}$
2F-n carga trifásica	$\Delta P_{2Fn-3F} = \frac{1}{3} \cdot \left( \frac{DM_{ik-3F}}{U_{Nom}} \right)^2 \cdot (2r_F + r_n)_{ik} \cdot l_{ik} \cdot 10^{-3}$

Tabla 3.3. Expresiones para calcular las pérdidas de potencia activa en los diferentes tipos de ramales que forman las redes de distribución[1]

### 3.4. ESPECIFICACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA FUNCIÓN OBJETIVO Y RESTRICCIONES DEL SISTEMA

#### 3.4.1. Función objetivo

La función objetivo que se ha seleccionado, se define en base a la minimización de costos fijos correspondientes a los conductores que conforman las redes secundarias y, costos en pérdidas de energía en tramos de la red de bajo voltaje.

Se describe los elementos de la función objetivo acoplados al modelo del sistema de la CENTROSUR

##### 3.4.1.1. Costos amortizados por inversión en líneas de la red

La determinación de la variable que evalúa los costos amortizados en líneas de la red secundaria  $K_{asep}$ , conlleva un proceso de cálculo por la instalación de una línea  $i$  con un determinado calibre  $j$  en el sistema, que va desde costos por inversión hasta costos por liquidación que posteriormente se analizarán en un determinado periodo de vida útil.



De [22], [23], y [24] se extrae los conceptos relacionados con los tipos de costos en el campo industrial y a la vez son asemejados para construir expresiones que determinen la amortización de costos en redes eléctricas.

La impresión 3.19 llamada costo de inversión, relaciona los diferentes tipos de costos que determinan el valor total de una línea, desde su valor neto hasta su valor por instalación en la red.

$$K_i = F_o + K_r + K_m - K_l \quad (3.19)$$

Dónde:

$K_i$  = Fondo básico.

$F_o$  = Costo de adquisición y montaje.

$K_r$  = Costo por reparación.

$K_m$  = Costo por mantenimiento.

$K_l$  = Costo por liquidación

Por otra parte, la CENTROSUR por "Know How" y experiencia de más de 60 años ha determinado los valores de constantes que permitan conocer cada tipo de costo de las líneas de distribución.

Posteriormente al fondo básico, se debe realizar el cálculo del costo amortizado [25] evaluado en un periodo de vida útil  $T_a$  determinado inicialmente. Se indica que se utiliza el criterio de amortización lineal, es decir, cada año se recupera la misma cantidad económica debido a que un sistema de distribución indistinto de su nivel de voltaje se encuentra en explotación constante.

$$K_a = \frac{K_i}{T_a} \quad (3.20)$$

El cálculo del costo amortizado  $K_a$  se lo realiza tanto para los conductores de fase y neutro, todo depende de la configuración en la topología de red implementada. De este modo, se logra determinar la expresión matemática para los costos de inversión.

La expresión es detallada a continuación:

$$K_{asep} = \#f_s (K_a * L_{ij})_{FASE} + (K_a * L_{ij})_{NEUTRO} \quad (3.21)$$

Donde, la notación  $\#f_s$  representa el número de fases empleadas en el sistema, haciendo referencia al tipo de configuración en redes secundarias.

### 3.4.1.2. Costo de la energía eléctrica

El costo de la energía eléctrica  $C_p$  se localiza en el “Pliego Tarifario”, documento que es emitido por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), que presenta los costos de la estructura tarifaria correspondiente a los usuarios finales [26].

- **Pérdidas técnicas en líneas**

Se define por la sumatoria de las pérdidas de potencia activa que responden a la instalación de la línea  $i$  con un determinado calibre  $j$ . Las pérdidas corresponden a una función cuadrática de la demanda de cada nodo del sistema.

### 3.4.2. Restricciones del sistema

#### 3.4.2.1. Restricción en los límites de caída de voltaje ( $\Delta V$ )

La restricción de máxima caída de voltaje permisible limita los valores de voltaje en los nodos (postes) que componen el sistema de distribución en estudio a valores superiores que son establecidos por la CENTROSUR Los cuales, en el área urbana no superarán el 6%, mientras que para el área rural no excederá los 4,5%.

Esto contribuye para mantener la calidad del suministro brindado a los consumidores finales en el sistema.

$$0 \leq \frac{P_{ij}R_{ij} + Q_{ij}X_{ij}}{U} * L_{ij}k_u \leq \Delta V_{\max\_permitido} \quad (3.22)$$

#### 3.4.2.2. Restricción en la determinación de radialidad en el sistema.

Restricción referente a los flujos en cada uno de los nodos del sistema, donde únicamente puede existir un ingreso y una salida de potencia.

$$\sum_{K_{in}} \aleph_{i,j,k} = 1 \quad (3.23)$$

Dónde:

$\aleph_{i,j,k}$  = Representación de radialidad, siendo i el conductor, j su calibre, y k su dirección.

$K_{in}$  = Representa un nodo inicial en el sistema.

### 3.4.2.3. Restricción en el sentido de flujo único en todo el sistema.

Únicamente es permitido un sentido de flujo de potencia en por cada línea de la red de distribución.

### 3.4.2.4. Selección única de nodo de transformación

Solamente se permite la selección de un único punto de carga (transformador de distribución) en el universo de puntos candidatos de la red de distribución.

$$\sum_{p=1}^{nd} Tr_{i,Ctr} \leq 1 \quad (3.24)$$

Dónde:

$Ctr$  = Representa la capacidad del transformador.

$Tr_i$  = Transformador en la ubicación de nodo i.

$nd$  = Conjunto de las capacidades posibles de los transformadores.

## 4. CAPITULO IV: METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN

### 4.1. CONSTRUCCIÓN DE GRAFOS

La aplicación de grafos en este proyecto genera una descripción visual que representan los esquemas de una red de distribución de bajo voltaje, mientras que su fundamento matemático representa las relaciones de los nodos de la red a través de una notación binaria. La definición de un grafo según [27] y [28] es:

“Un grafo  $G$  es un par  $G = (V, E)$  donde  $V$  es un conjunto finito llamado vértices o nodos y  $E$  es un multiconjunto (colecciones donde se permite la aparición repetida de los elementos) de pares no ordenados de vértices denotados por  $\{x, y\}$  que se denominan aristas”.

Un vértice  $x$  es adyacente a otro  $y$  si el par no ordenado  $(x, y) = (y, x)$  es un elemento de  $E(G)$ . El conjunto de nodos del grafo  $G$  se representa por  $V(G)$  y el conjunto de tramos o ramales por  $E(G)$ . Los tramos se denotan con pares ordenados,  $(x, y)$  donde  $x$  es el nodo inicial e  $y$ , el nodo final [27]–[30].

#### 4.1.1. Características de grafos

Para la representación de redes de distribución mediante grafos se debe tener presente las definiciones de grafos simples y multigrafos. De [27] y [28] tenemos:

“Un grafo simple  $G = (V, E)$  consta de  $V$ , un conjunto no vacío de vértices y de  $E$ , un conjunto de pares no ordenados de elementos distintos de  $V$ . A esos pares se les llama aristas o lados”.

“Un multigrafo  $G = (V, E)$  consta de un conjunto  $V$  de vértices, un conjunto  $E$  de aristas y una función  $f$  de  $E$  en  $\{\{u, v\}/u, v \in V, u \neq v\}$ . Se dice que las aristas  $e_1, e_2$  son aristas múltiples o paralelas si  $f(e_1) = f(e_2)$ ”.

Los grafos pueden ser dirigidos y no dirigidos dependiendo el caso de análisis. Un sistema de distribución mallado puede ser representado por un grafo completo y no dirigido, el cual se caracteriza por tener una rama entre cualquier par de vértices. Mientras que un subgrafo con características dirigidas permite representar una topología radial. En la figura 4.1 se muestra un ejemplo de este tipo de grafos.

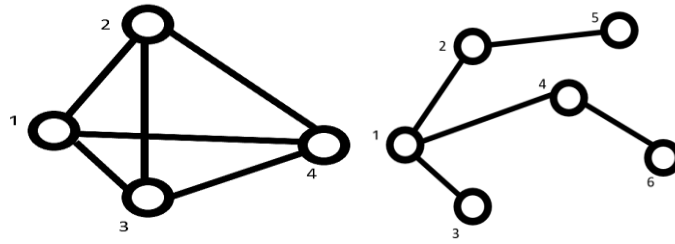


Figura 4.1. a) Grafo completo b) Subgrafo

#### 4.1.1.1. Grafo ponderado

Los grafos ponderados que utilizaremos se caracterizan por asignarle a cada rama o tramo un valor de peso  $w(e)$ . Se denotan como:

- **Peso  $W(e)$ :** Valor entre dos vértices que definen el tramo, para el caso de una RBV es el valor  $L$ (longitud) entre tramos.
- **Longitud:** es la suma de los pesos de las ramas que lo componen.
- **Distancia  $d(U,V)$ :** Longitud del camino más corto que une un vértice inicial  $u$  con uno final  $v$ .

#### 4.1.1.2. Adyacencia de vértices de un grafo

La definición que establece [27] y [28] es la siguiente:

“Dos vértices  $u, v$  de un grafo  $G = (V, E)$  se dicen adyacentes si  $\{u, v\} \in E$ , es decir si son extremos de una arista

Los grafos de la figura 4.1 generan las siguientes matrices de adyacencia:

$$\text{Matriz del grafo de la figura 1a} = \begin{pmatrix} u,v & 1 & 2 & 3 & 4 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 2 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 3 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 4 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}.$$

$$\text{Matriz del grafo de la figura 1b} = \begin{pmatrix} u,v & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 2 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 3 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 4 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 6 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

Los grafos y su matriz de adyacencia aplicados a las redes de distribución permiten representar visual y matemáticamente estos sistemas, facilitando el uso de algoritmos numéricos para su estudio y análisis.

## 4.2. ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN DIJKSTRA

Es conocido como “*shortest path algorithm*” el cual permite obtener rutas óptimas desde un nodo inicial hasta los demás nodos. Para la aplicación del sistema mallado se ha determinado un grafo no dirigido para obtener un mejor resultado del algoritmo. La ruta más corta se determina luego de la exploración de todas las rutas posibles que permiten ir desde un nodo inicial hasta el resto de los nodos [27], [30].

Para la implementación del algoritmo de Dijkstra se utiliza los pares de nodos generados por el grafo de la red de bajo voltaje y como peso se le asigna los valores de longitud de cada ramal.

La elección del software libre, Eclipse, con lenguaje de programación C++ para realizar este algoritmo se basa en las condiciones especificadas en [27] cuyo trabajo presenta un análisis de algoritmos para decidir un método adecuado de solución. Una definición importante que presenta es:

*“Un algoritmo es un conjunto finito de instrucciones no ambiguas y efectivas que indican como resolver un problema, producen al menos una salida, reciben cero o más entradas y para ejecutarse necesitan una cantidad finita de recursos”.*

Entre las herramientas destacadas para la solución de este algoritmo están: el “*ordenamiento por montículos*” debido a la base de datos que genera uso de grafos. Para una mayor eficiencia con esta herramienta se utiliza la Cola de prioridad de C++, la cual almacena en un conjunto Q el par de nodos con la longitud correspondiente como valor clave asociado. C++ permite realizar los procesos de “Insertar” para almacenar el par de nodos en un conjunto Q, “Máximo o Mínimo” devuelve el elemento del conjunto con el menor valor de longitud, “Extraer-Min” Retoma el elemento con menor valor de longitud. Otra de las herramientas destacadas en [27] para el desarrollo del software es la “búsqueda en profundidad” y la “propiedad de relajación” o función de restricción.

El software del algoritmo de Dijkstra encuentra la ruta óptima desde un nodo  $i$  hasta todos los nodos  $j$  en un grafo no dirigido correspondiente a la red de distribución de bajo voltaje, para el caso en el que previamente se rediseña a una red mallada y todas las longitudes son positivas y mayores que cero.

#### 4.2.1. Validación del software algoritmo Dijkstra

Para la validación del algoritmo de Dijkstra que se implementa en este trabajo, se plantea solucionar un grafo dirigido  $G = (V, E)$  obtenido de [27]. Los datos del grafo empleado se presentan en la figura 4.2. Donde la fuente se representa con “s” y cada uno de sus nodos se representa con letras establecidas (“u, v, x, y”), asignando un peso a la relación que existe entre ellos.

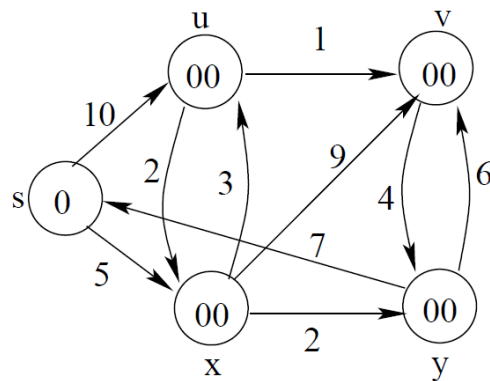


Figura 4.2. Grafo modelo para la validación de algoritmo Dijkstra [27]

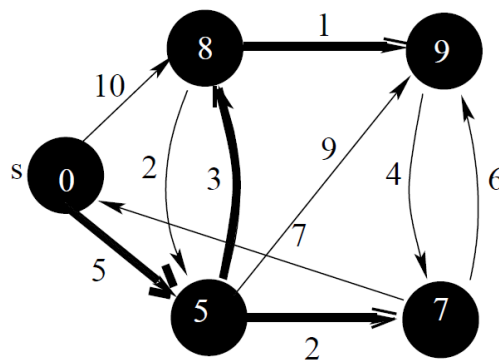


Figura 4.3. Resultado de la ejecución del algoritmo de Dijkstra en el grafo  $G = (V, E)$  [27]

Para una mejor apreciación se ha redibujado el esquema del grafo modelo (ver figura 4.4), acoplado cada denominación al contexto del presente trabajo. En la tabla 4.1 se presenta el conjunto de nodos con su respectiva longitud.

Nodo i	Nodo j	Longitud
1	2	10
1	3	5
2	4	1
2	3	2
3	2	3
3	4	9
3	5	2
4	5	4
5	4	6
5	1	7

Tabla 4.1. Representación de datos para la construcción del grafo.

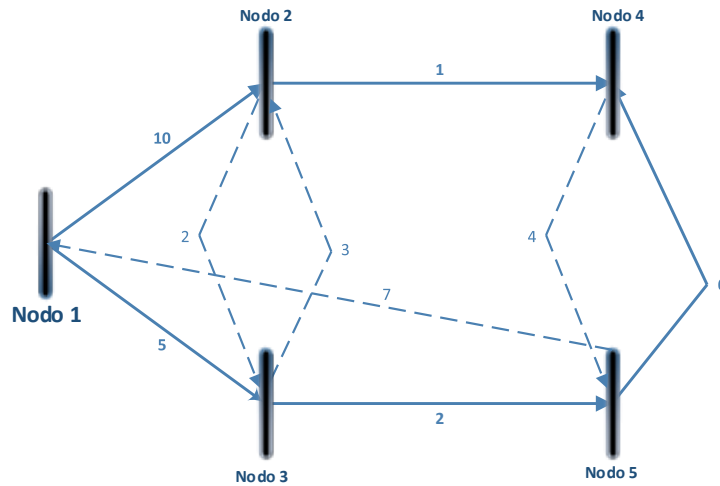


Figura 4.4. Representación del grafo dirigido acoplado a variables establecidas en el contexto del presente trabajo.

Con el grafo  $G = (V, E)$  definido es posible aplicar la ejecución del algoritmo de Dijkstra para obtener el conjunto de caminos óptimos hacia cada nodo que conforma el sistema. La mejor solución para el despliegue óptimo del sistema se presenta en la figura 4.5; por otro lado, los detalles de las mejores rutas establecidas y distancias totales, se muestra en la figura 4.6.

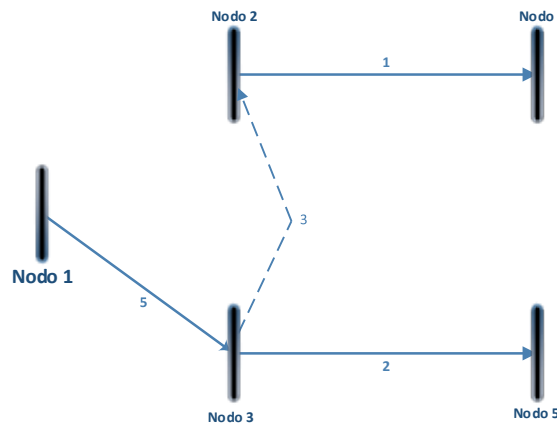


Figura 4.5. Representación del sistema optimizado con referencia a una fuente inicial.



```
OPTIMIZACION EMPLEANDO ALGORITMO DIJKSTRA
Ingrese numero nodos: 5
Ingrese el numero de tramos: 10

Grafo dirigido G(V,E):

1 2 10
1 3 5
2 4 1
2 3 2
3 2 3
3 4 9
3 5 2
4 5 4
5 4 6
5 1 7
5 1 7

Ingrese el nodo para ubicacion de la fuente: 1
Distancias mas cortas, iniciando en el nodo: 1

Vertice 1 , Distancia mas corta = 0
Vertice 2 , Distancia mas corta = 8
Vertice 3 , Distancia mas corta = 5
Vertice 4 , Distancia mas corta = 9
Vertice 5 , Distancia mas corta = 7

Caminos optimos hasta cada uno de los nodos: 1

1 3 2
1 3
1 3 2 4
1 3 5
```

Figura 4.6. Detalle de resultados de la ejecución del algoritmo de Dijkstra.

Finalizado el proceso, se puede comprobar que los resultados obtenidos mediante el algoritmo, cumplen satisfactoriamente con los valores presentados en [27].

### 4.3. ALGORITMO DE FLUJOS DE POTENCIA

Para la determinación del algoritmo de flujos de potencia se estableció un proceso de solución que, inicia con el modelamiento de la estructura que compone la red eléctrica, esto con la finalidad de obtener los parámetros para resolver la matriz de secuencia. La solución matemática devuelve los parámetros de fase según las distintas configuraciones de conductores dispuestos en una red de bajo voltaje.

Los resultados obtenidos del proceso anterior son fundamentales para la aplicación de flujos de potencia por requerir de una mayor atención sobre la representación de una línea con mayor exactitud mediante sus parámetros de fase, analizados por la matriz de impedancias (Z) y matriz de admitancias (Y) [1].

En [31], recomienda la utilización de modelos trifásicos para el cálculo de flujos de carga, por sus ventajas con respecto a desbalances de fase, asimetrías tanto de alimentadores y ramales.

#### **4.3.1. Matriz de secuencia y matriz de impedancias para la representación de los parámetros de fase de circuitos o alimentadores**

La configuración de los circuitos en las redes de distribución secundarias puede tener múltiples alternativas, desde trifásicos a 3 o 4 hilos, hasta circuitos monofásicos, donde cada uno de ellos recibe un tratamiento distinto. Por ello la gran importancia de disponer de una metodología para el cálculo de los parámetros de fase y de secuencia positiva, negativa y cero de los circuitos mencionados, que suponen una red balanceada [1].

Cabe mencionar que, generalmente la disposición de estos parámetros se la realiza en base a tablas, pero este procedimiento puede encadenar en una serie de errores por la omisión de varios factores que actúan directamente con dichos parámetros. Entre ellos se tiene los efectos de retorno de corrientes por tierra, el conductor neutro y la resistencia de puesta a tierra [1].

#### **4.3.2. Matriz de secuencia**

La matriz de secuencia basa su análisis en el método de Carson por su simplicidad y aplicabilidad sobre sistemas netamente radiales de un sistema.

En la figura 4.7 se muestra un ejemplo de estructura en sistemas eléctricos, ya sea para medio o bajo voltaje, el único detalle que se tiene que tomar en cuenta es la obtención del modelo final, es decir, la ubicación y separación de los conductores fase con respecto uno del otro, ubicación del neutro y, medidas netamente de la estructura. Valores que definen el modelo inicial de la matriz y con otros parámetros para complementar el procedimiento de solución.

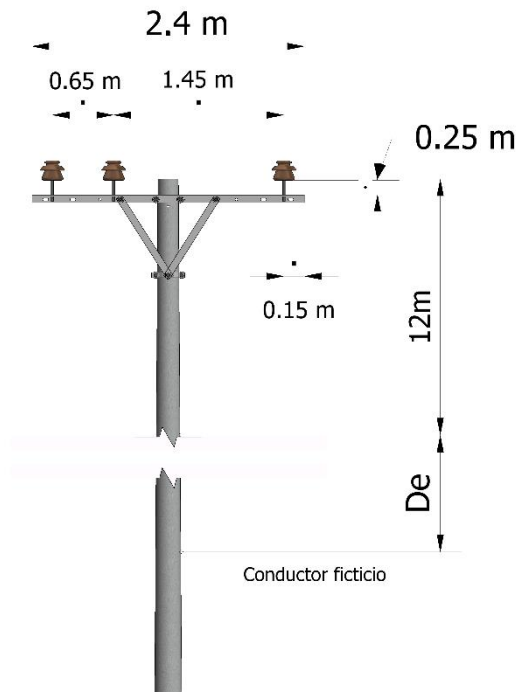


Figura 4.7. Ejemplo de estructura para modelamiento de matriz de secuencia

#### 4.3.2.1. Formación de la matriz ( $Z'$ )

De [4.5], la fórmula general para la formación de la matriz  $Z'$  se presenta a continuación:

$$Z = Z'_{11} - (Z'_{12})(Z'_{22})^{-1}(Z'_{21}) \quad (4.1)$$

Dónde:

$Z$  = Matriz del orden de circuitos de la línea.

$Z'_{11}$  = Matriz de conductores principales de la línea.

$Z'_{12} = Z'_{21}$  = Matriz de los elementos mutuos entre conductores principales.

$Z'_{22}^{-1}$  = Inversa de los elementos propios y mutuos.

Los elementos mutuos y propios se obtienen con las expresiones:

$$Z'_{ii} = (R'_{ii} + \Delta R'_{ii}) + j \left( 2\omega * 10^{-6} \ln \frac{2Y_i}{RMG_i} + \Delta X'_{ii} \right) \Omega / km \quad (4.2)$$

$$Z'_{ij} = \Delta R'_{ij} + j \left( 2\omega * 10^{-6} \ln \frac{D_{ij}}{H_{ij}} + \Delta X'_{ij} \right) \Omega / km \quad (4.3)$$

Dónde:

$R'_{ii}$  = Resistencia del conductor  $i$  [ohm/km].

$\omega = 2\pi F$  = Frecuencia angular [rad/seg].

$F$  = Frecuencia [Hz].

$Y_i$  = Altura promedio del conductor  $i$  sobre la superficie.

$RMG_i$  = Radio medio geométrico del conductor  $i$  [m].

$D_{ij}$  = Distancia que existe entre el conductor  $i$  y el conductor  $j$  [m].

$H_{ij}$  = Distancia que existe entre el conductor  $i$  y la imagen del conductor  $j$ .

Los elementos  $\Delta R'$  y  $\Delta X'$  se deben a la aplicación del método de Carson para dar solución a la matriz de impedancias, y se conocen como correcciones para la inclusión de corrientes de retorno a tierra y estos parámetros se aprecian en las ecuaciones de elementos mutuos y propios [4.6].

#### **4.3.2.2. Parámetros de secuencia positiva, negativa y cero**

Para dar solución a la matriz inicial se aplica el método de Kron que consiste generalmente en reducir el orden de una matriz por eliminación sucesiva, para el caso de estudio se trata de obtener una matriz de orden 3x3 por la cantidad de líneas en el sistema [4.6].

$$[Z_s] = \begin{bmatrix} Z_{00} & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix}$$

De la matriz presentada, los valores de  $Z_{00}$ ,  $Z_{11}$  y  $Z_{22}$  representan la impedancia de secuencia cero de la línea, impedancia de secuencia positiva y negativa respectivamente.

#### **4.3.3. Métodos de solución del problema de flujo de cargas**

Se había señalado en una de las secciones del capítulo III sobre la importancia de la configuración de las redes de distribución, puesto que, las características de la red influye directamente en los métodos utilizados para el cálculo de flujos de cargas.

Existen determinados métodos para la solución de flujos de cargas, entre ellos Newton Raphson acoplado rápido, siendo un método muy conveniente para solucionar flujos de carga. Los algoritmos Zonal y Radial que incorporan otros métodos de solución, se utilizan netamente para solucionar flujos puramente radiales, en [32]–[34], se plantean los métodos de solución para resolver los flujos de carga.

En [1], se analiza que las expresiones desarrolladas para caídas de voltaje y pérdidas de potencia, permiten dar solución a sistemas netamente radiales, con la necesidad de conocer la demanda de cada uno de los nodos del sistema objeto de análisis.

#### **4.3.3.1. Método de Ardivinson para resolver flujos de carga a partir del conocimiento de la carga total a servir**

De [1] y [35], el método de Ardivinson o “método de solución punto por punto” llamado naturalmente por la metodología que se ejecuta para el cálculo de caídas de voltaje y pérdidas de potencia que consiste en analizar cada tramo “i-j” del sistema.

Según [1], el procedimiento consta de 5 suposiciones que en base a estudios fueron determinadas, y se detallan a continuación.

- El factor de potencia se considera uniforme para toda la red.
- El factor de diversidad es uniforme para todos los transformadores que componen el sistema.
- La carga se distribuye uniformemente en los nodos del sistema y la SE
- crecimiento vegetativo se considera estable para todo el sistema
- El factor de diversidad es unitario

#### **4.3.3.2. Método para resolver flujos de carga a partir del conocimiento de la capacidad instalada total de transformadores por fase y de los parámetros de fase de los alimentadores**

Las redes de distribución secundarias a menudo presentan problemas de desbalance de cargas debido a que los ramales presentan una combinación de configuraciones, entre trifásicos y monofásicos, y no se efectúa un balance adecuado de las cargas. Por lo tanto, este método busca considerar alternativas para la solución de flujos de carga, debido a la dificultad de contar con una gran cantidad de datos de curvas de carga del sistema general; en [33], [36], [37] se analiza múltiples soluciones para los flujos de carga para los parámetros mencionados.

Según lo que se detalla en [1], las alternativas sugeridas para dar solución al flujo de carga, se tiene:

- Los ramales o alimentadores serían representados mediante matrices de impedancia, matrices (z).
- Se supondrían conocidas las capacidades instaladas de los transformadores del sistema.
- Se podría efectuar una medición de las tensiones y potencias en cada fase del alimentador principal con el objetivo de calcular un factor de capacidad y factor de potencia, que se dispondrá constante para cada fase.

$$F_{Cap} = \frac{\sum \text{capacidad instalada de transformadores en la fase "k"}}{\text{demanda máxima medida en la fase "k"}}$$

$k = a, b, c$

## 4.4. METODOLOGÍA PROPUESTA

### 4.4.1. Base de datos e inspección de zona

A través de recopilación y filtración de información obtenida de la Base de datos de la CENTROSUR se genera una base de datos propia para la aplicación de la metodología de optimización propuesta. Seleccionamos el área que se desea analizar y la topología actual que presenta su red de distribución de bajo voltaje, además se deberá realizar una inspección de la zona para determinar las restricciones de construcción.

La base de datos debe constar de:

- ✚ Longitud entre nodos:  $L(m)$
- ✚ Número de nodos
- ✚ Número de tramos
- ✚ Número de abonados por cada nodo:  $Num\ Abonados$
- ✚ Cantidad de transformadores presentes en el área seleccionada
- ✚ Demandas actuales en cada nodo  $P(Kwh)$

#### 4.4.2. Rediseño de topología actual tipo radial a tipo malla

Se rediseña la topología radial actual del sistema de distribución a una topología de tipo mallado para determinar las nuevas posibles rutas de topología acorde a los criterios de la inspección de la zona realizada previamente.

Se numera los nodos:  $n_0, n_1, \dots, n_j$  Para la topología mallada no se debe considerar un orden específico de numeración.

Se crea una lista de todos los pares de nodos con el valor de longitud correspondiente a su tramo de la siguiente manera:  $n_i \ n_j \ L(m)$  que serán ingresados en el software del algoritmo de Dijkstra.

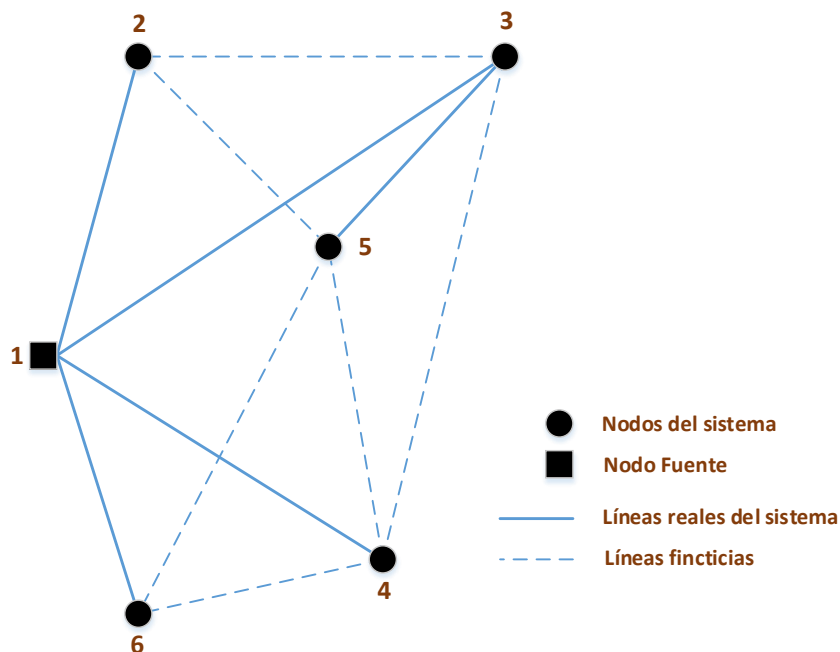


Figura 4.8. Representación de líneas ficticias necesarias para realizar el mallado de la red.

#### 4.4.3. Aplicación del software del algoritmo de Dijkstra

Se realiza la aplicación del software “Rutas óptimas” basado en el algoritmo de ruta más corta o algoritmo de Dijkstra. Este software toma como datos  $n_i \ n_j \ L(m)$  y la cantidad de nodos y tramos de la topología de tipo malla. Además, se debe especificar el número de nodo en el que será ubicado el transformador.

Los resultados obtenidos serán las rutas óptimas y la longitud total desde un nodo inicial  $n_i$  hasta todos los demás nodos considerados como nodos finales  $n_j$ . Obteniendo así nuevamente un sistema radial.

#### 4.4.4. Rediseño de topología según las rutas óptimas

Con la nueva topología obtenida en base a rutas óptimas, rediseñamos la red de distribución de bajo voltaje del área seleccionada. Se debe tener en cuenta que el nodo en el que se ubicó el transformador será el nodo cero  $n_0$  del sistema, y a partir de este nodo se debe numerar el resto de nodos considerando un orden de conexión ascendente. Se presenta un ejemplo de numeración de nodos en la figura 4.9.

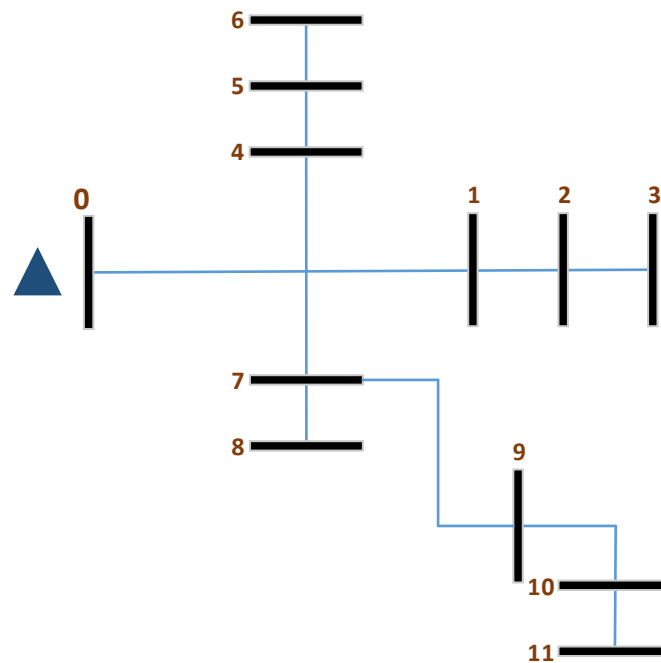


Figura 4.9. Ejemplo de numeración de nodos.

Generamos una nueva base de datos con la topología obtenida cuyos valores son  $n_i' n_j' L'(m)$ .

#### 4.4.5. Aplicación del software del algoritmo de Flujos de potencia

Para la resolución del algoritmo de flujos de potencia se consideró Microsoft Excel por sus ventajas de uso, es un software libre y de rápido acceso en todo momento. Por otra parte, se realizó un total de 20 iteraciones para la ejecución de los flujos de carga, asegurando resultados de mayor fiabilidad. Cabe mencionar que el número de



iteraciones dispuesto, responde a un tema de “Know How” determinando que, a partir de 19 iteraciones se garantiza un rendimiento superior al 90% y un error inferior al 0%.

Para asignar la distancia  $L'(m)$  al par de nodos  $(n_i' \ n_j')$  se debe considerar que  $(n_i' \ n_j')$  de la topología nueva  $\neq (n_i \ n_j)$  de la topología de tipo malla.

Luego se ordena de menor a mayor según el nodo  $n_j'$  y se ingresa en el software del algoritmo de flujos junto con el número de abonados y las demandas por usuario, sean estas reales o por estrato, presente en cada nodo.

A través de la función objetivo-determinada para este proyecto los resultados obtenidos son los valores de caída de voltaje en cada nodo, costos de pérdidas activas y reactivas de la red de bajo voltaje y la potencia del transformador que se deberá usar partiendo de la demanda obtenida en el flujo de potencia.

Cabe resaltar que los parámetros mencionados anteriormente varían de acuerdo con el tipo de conexión y nivel de estrato que se desee analizar.

#### **4.4.6. Evaluación de diferentes escenarios**

Se deberá repetir el proceso desde la aplicación del software algoritmo de Dijkstra especificando la nueva ubicación del transformador hasta la aplicación del software de flujos de potencia. Cada ubicación será un escenario de topología diferente.

Otros de los escenarios para evaluar las nuevas topologías de red es el cambio de nivel de estrato que, consistirá en trabajar con el nivel de estrato que se aplica a la red seleccionada, ya sea (A, B, C, D, y E); para el presente trabajo se seleccionó un estrato C por la zona de análisis.

Por lo tanto, se pretende evaluar el nivel de estrato por variación en el nivel de penetración de cocinas de inducción, es decir, tomando en cuenta porcentajes. Dicho las pautas iniciales para este trabajo, se efectúan las siguientes evaluaciones:

 RBV Urbana

3 diferentes ubicaciones del transformador  $(n_{10} \ n_8 \ n_{16})$

Nivel de estrato C con dos características fundamentales, la primera con un 100% de penetración de cocinas de inducción, y la segunda considerando un 60% de penetración, por último se considera el Consumo real de cada usuario.

#### RBV Rural

Se ha seleccionado una ubicación del transformador ( $n_{28}$ )

Nivel de estrato D con dos características fundamentales, la primera con un 100% de penetración de cocinas de inducción, y la segunda considerando un 60% de penetración, por último se considera el Consumo real de cada usuario.

### **4.4.7. Determinación de topología y ubicación óptima del transformador**

Las topologías evaluadas a través de la función objetivo presentan valores de costos de pérdidas activas y reactivas diferentes para cada escenario de análisis. Estos valores mediante pérdidas técnicas debidas al transporte de energía maximizan resultados y minimizan costos; de tal manera que la topología óptima seleccionada sea la adecuada para una red de distribución en bajo voltaje.

## **4.5. DIAGRAMA DE FLUJO**

La figura 4.10 muestra el diagrama de flujo de la metodología de optimización propuesta.

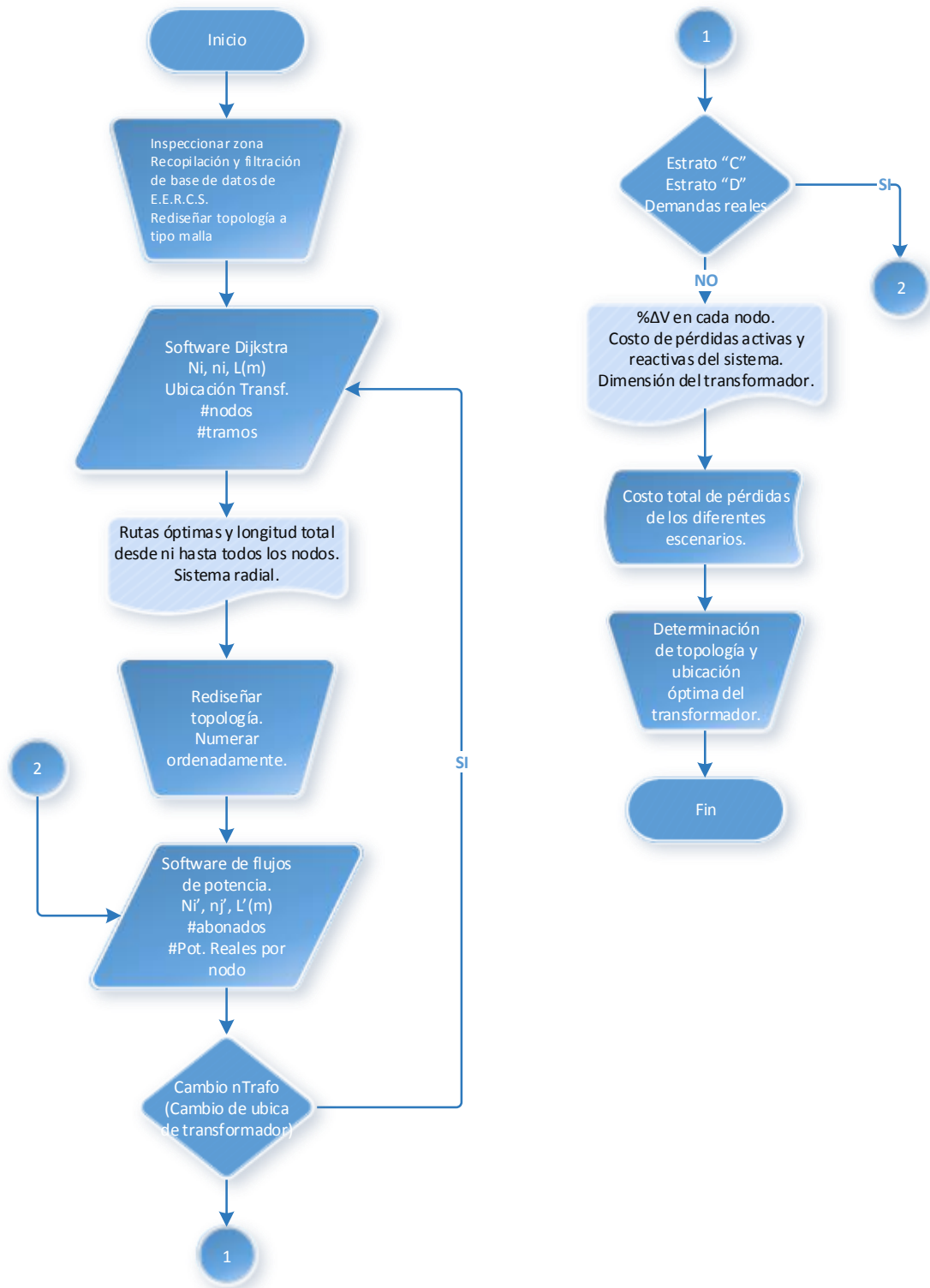


Figura 4.10. Diagrama de flujos para la metodología de optimización.

## 5. CAPITULO V: CASOS DE ESTUDIO

Dentro de este capítulo se realiza el análisis para dos casos específicos de red de bajo voltaje, el primero hace referencia a una topología de un sistema urbano; mientras que el segundo, a una topología de un sistema rural. Dentro de los escenarios de análisis se evalúa el comportamiento de la red de distribución de bajo voltaje con el nivel de consumo de demanda real y estrato tipo C con penetración de cocinas de inducción del 60% y 100%.

Para el presente trabajo es importante resaltar las diferencias entre una RBV urbana y una rural, las cuales se presentan a continuación:

<b>Diferencias entre RBV</b>	<b>Urbano</b>	<b>Rural</b>
Longitud entre nodos	Bajo	Alto
Demanda de cada nodo	Alto	Bajo
Restricciones de construcción por obstrucciones físicas	Bajo	Alto

Tabla 5.1. Diferencias entre la red de distribución de bajo voltaje urbana y rural

### 5.1. RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJO VOLTAJE SECTOR URBANO

#### 5.1.1. Descripción del sistema actual

En la figura 5.1 se presenta el área seleccionada para el estudio de una zona urbana.

La zona seleccionada pertenece al estrato “C” referido al área de concesión de la CENTROSUR, este aspecto se determinó previamente para disponer de los datos de demanda exactos que permitan resultados válidos para los posteriores análisis.

Todas las evaluaciones de caídas de voltaje y costos de pérdidas técnicas que se presentan a continuación son realizadas mediante algoritmo de flujos de potencia como se especifica en el capítulo 4.

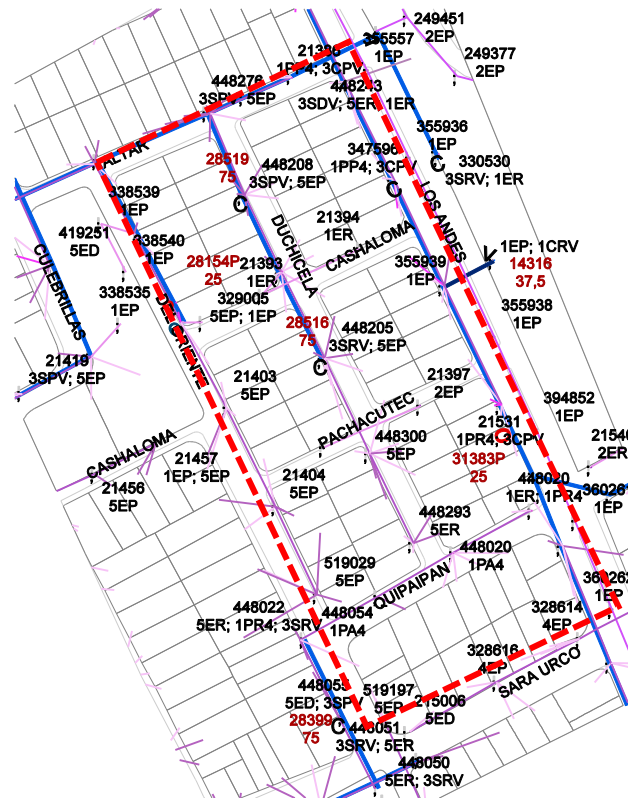


Figura 5.1. Zona urbana seleccionada para el análisis de optimización.

La red de distribución de bajo voltaje del área seleccionada se compone de los siguientes elementos:

- ✚ 6 transformadores con un total de 204 abonados dentro del área especificada, los datos generales se detallan en la tabla 5.2.

Código Transformador	Potencia	Conexión	Voltaje Secundario	Voltaje Primario [kV]	# Abonados
6426	50	Trifásica	220	22	31
19465	Banco 3F 45	Trifásica	220	22	44
20812	50	Trifásica	220	22	39
28399	75	Trifásica	220	22	13
28516	75	Trifásica	220	22	38
28519	75	Trifásica	220	22	39

Tabla 5.2. Información de transformadores de la RBV actual.

- ✚ Conductor por fase #1/0 AWG
- ✚ Conductor por neutro #2 AWG
- ✚ Topología radial para cada transformador
- ✚ 30 nodos. En la tabla 5.3 se detalla la cantidad de abonados por nodo.

Nodo	#Abonados	Nodo	#Abonados	Nodo	#Abonados
0	8	10	9	20	9
1	10	11	13	21	9
2	8	12	0	22	6
3	0	13	8	23	7
4	13	14	11	24	5
5	5	15	3	25	1
6	0	16	13	26	9
7	0	17	0	27	3
8	15	18	4	28	12
9	16	19	4	29	3

Tabla 5.3. Número de abonados correspondiente a cada nodo.

### 5.1.2. Circuito con topología mallada de la red de distribución de bajo voltaje

En la figura 5.2 se muestra el rediseño de topología radial del área seleccionada a una topología tipo malla y su respectiva numeración de nodos, además, los nodos candidatos para la ubicación del transformador definiendo los tres escenarios mencionados en un principio.

Para este proceso se debe realizar un análisis previo de la zona y las restricciones o factores que permitan determinar el criterio de construcción y ubicación del transformador.

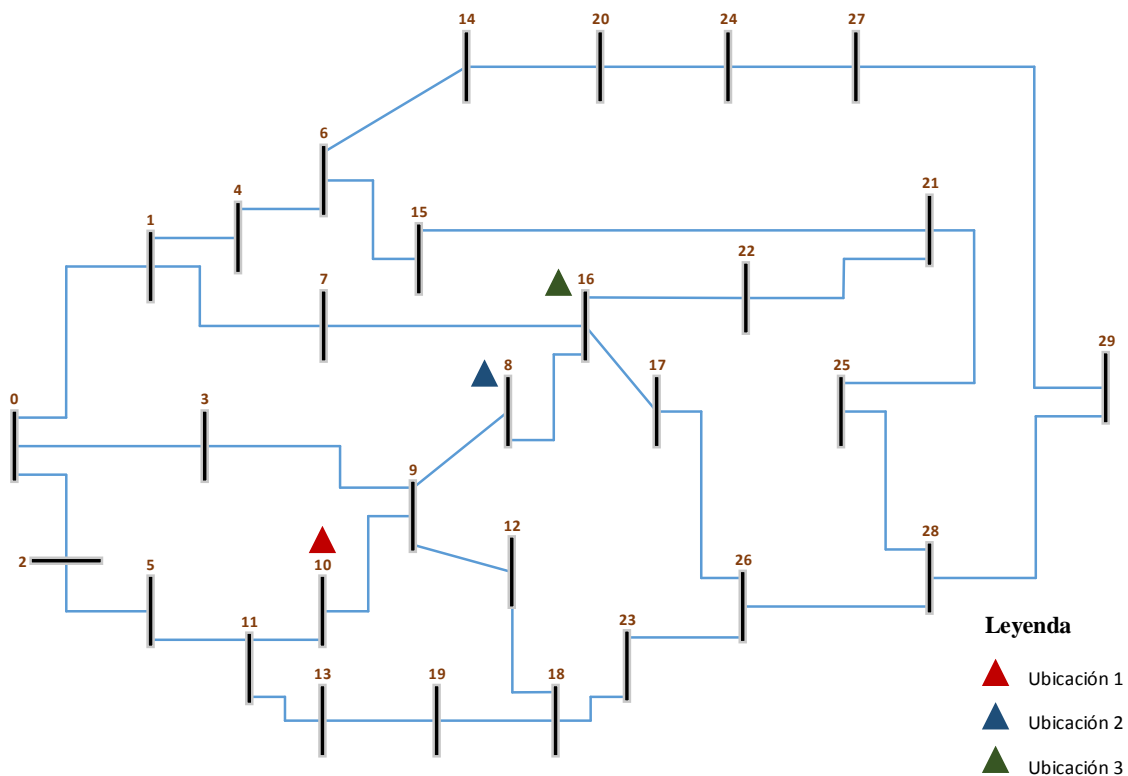


Figura 5.2. Topología mallada actual con las posibles ubicaciones de transformadores.

### 5.1.3. Topologías radiales resultantes

#### 5.1.3.1. Ubicación 1

En la figura 5.3 se observa el despliegue radial que toma el circuito mallado presentado en el punto anterior, luego de haber seleccionado el nodo 10 como candidato para el transformador.

De tal manera que, para constatar los resultados el anexo 1 presenta la figura A.1 con las rutas óptimas obtenidas con el algoritmo de Dijkstra con 30 nodos y 36 tramos, ubicando el transformador en el nodo 10.

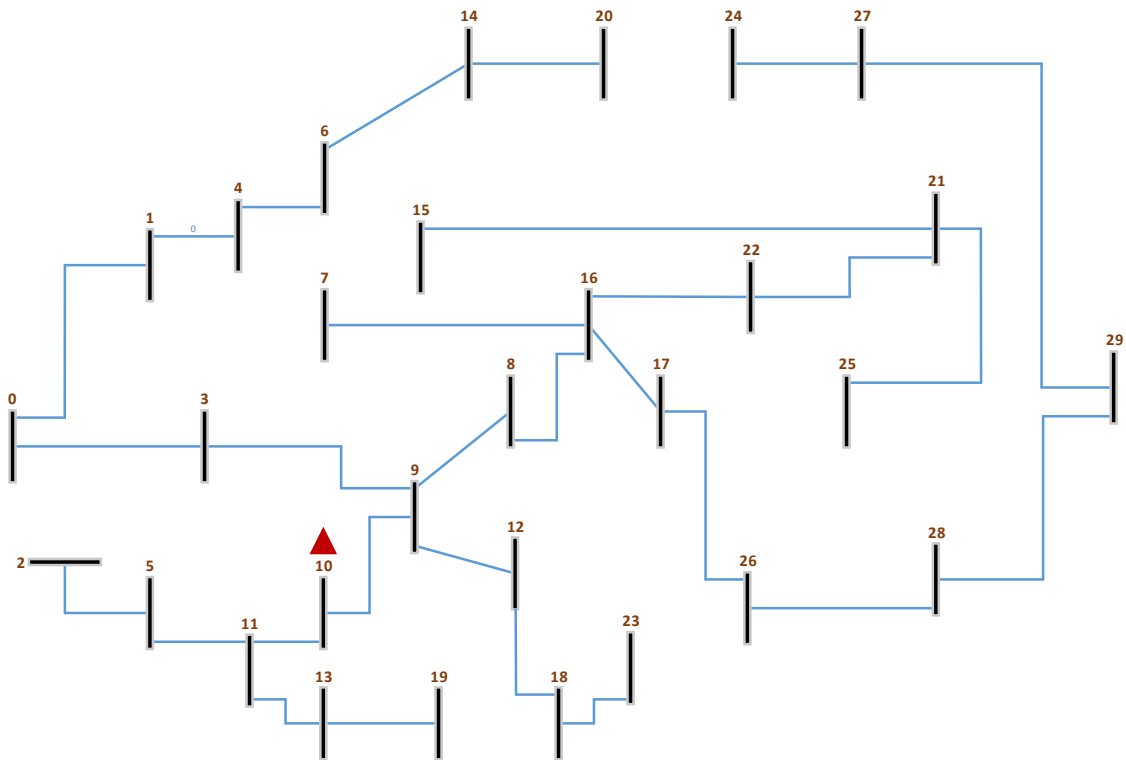


Figura 5.3 Despliegue radial óptimo correspondiente a la ubicación 1 del transformador.

La figura 5.4 muestra el rediseño de la topología radial basada en la búsqueda de rutas más cortas desde un nodo inicial hasta los demás nodos. También se reordenó la numeración de los nodos asignando como nodo cero el nodo donde se ubicó el transformador.

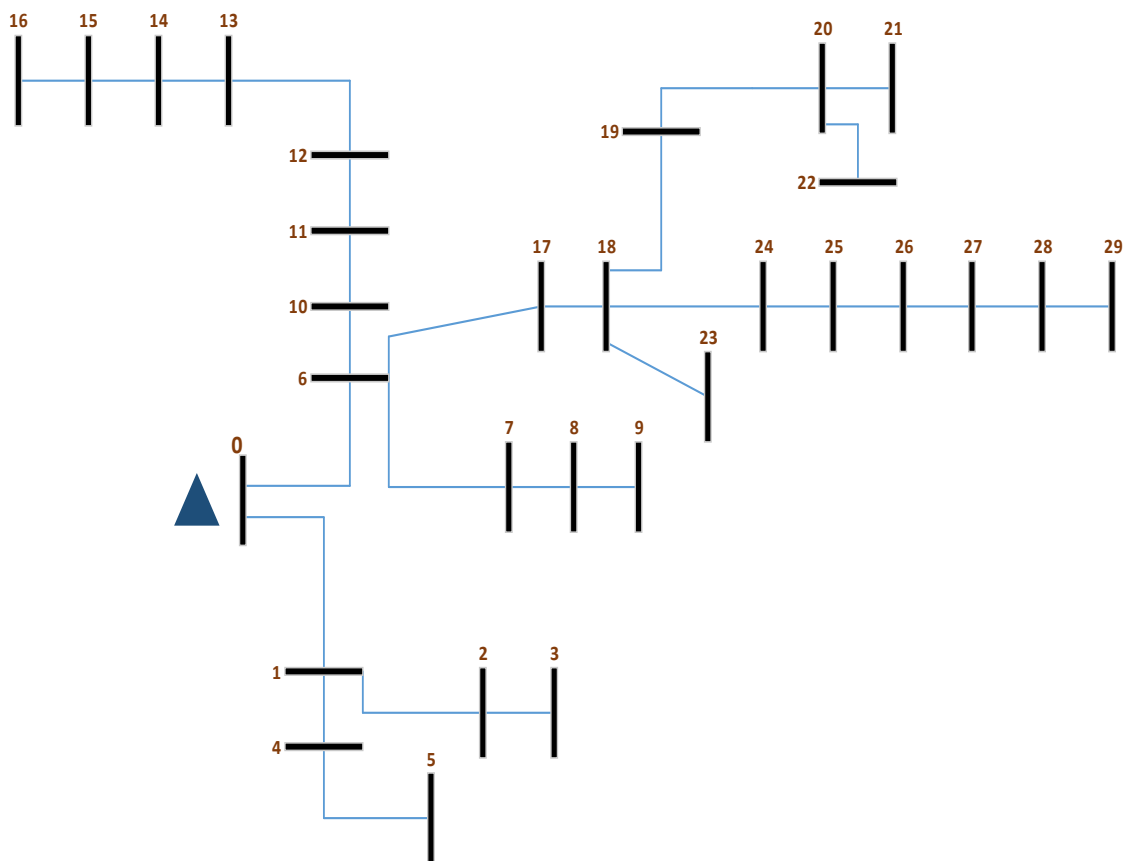


Figura 5.4. Topología radial con rutas óptimas obtenidas con el algoritmo de Dijkstra.

### 5.1.3.2. Ubicación 2

En la figura 5.5 se observa el despliegue radial que toma el circuito mallado del sector actual presentado en la figura 5.2, luego de haber seleccionado el nodo 8 como candidato para el transformador.

En el anexo 2 se muestra la figura B.1 con las rutas óptimas obtenidas con el algoritmo de Dijkstra con 30 nodos y 36 tramos, ubicando el transformador en el nodo mencionado.

En la figura 5.6 se presenta la topología obtenida con el algoritmo de Dijkstra. Se considera como nodo cero el nodo 8 donde fue ubicado el transformador previamente, a partir de este nodo se numera. El objetivo de este proceso, es mostrar la gráfica optimizada de manera unifilar y tener mejores detalles de cada nodo referido al nodo fuente.



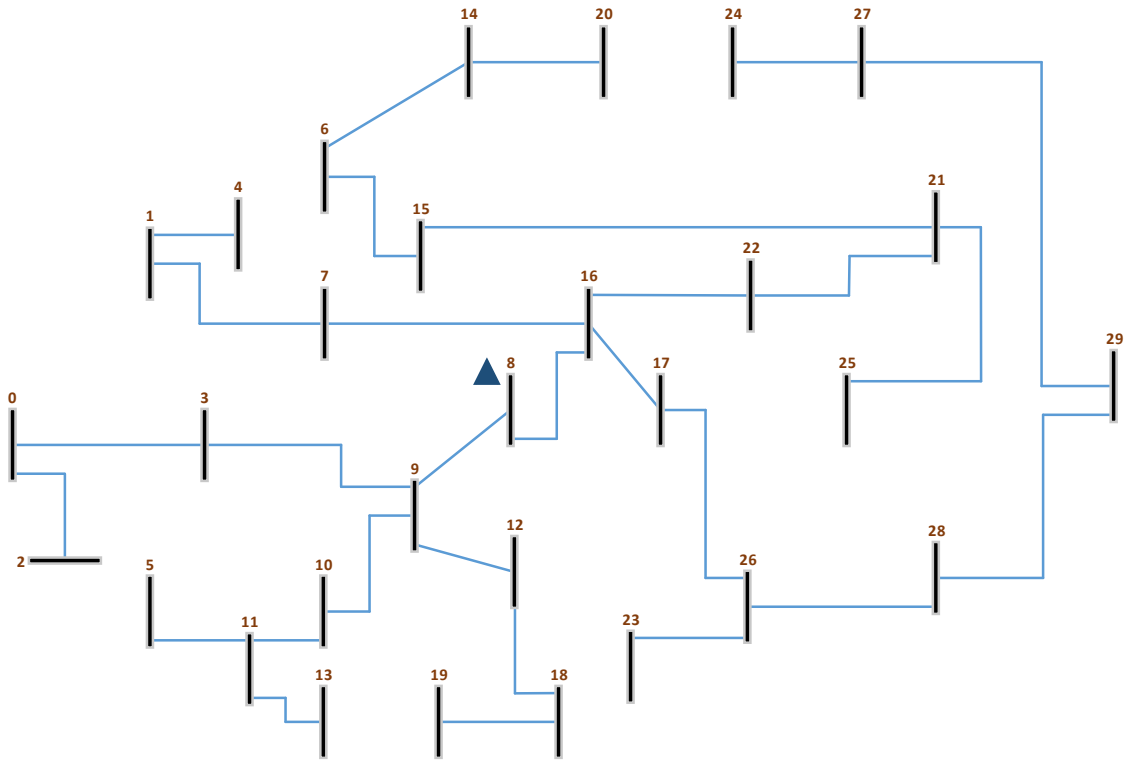


Figura 5.5 Despliegue radial óptimo correspondiente a la ubicación 2 del transformador.

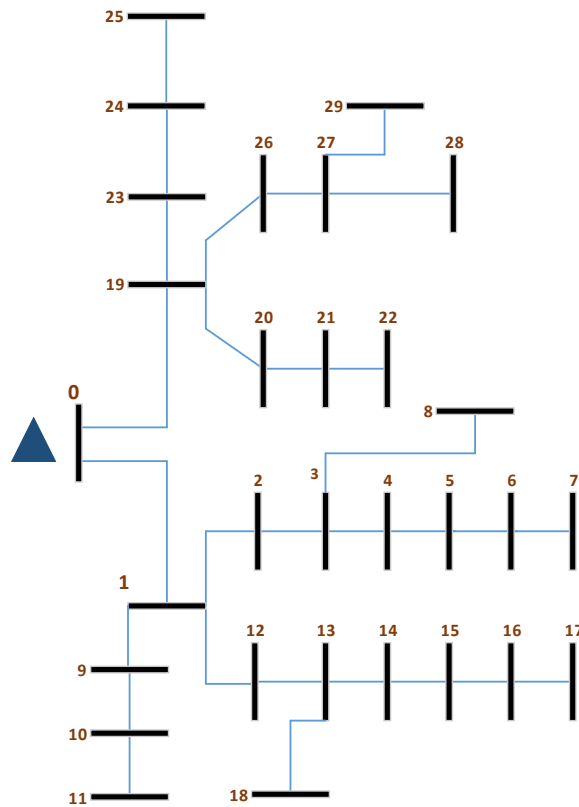


Figura 5.6. Topología radial con rutas óptimas obtenidas con el algoritmo de Dijkstra.

### 5.1.3.3. Ubicación 3

El mismo caso para la ubicación 3 del transformador, se presenta en la figura 5.7 el despliegue radial resultante del circuito general de la figura 5.2. Con esto se pretende tener mejores apreciaciones de los nodos en campo y vanos eliminados en base a la metodología aplicada.

Ubicando el transformador en el nodo 16 realizamos una nueva optimización de ruta para 30 nodos y 36 tramos del circuito mallado. En la figura C.1 del anexo 3 se muestra las rutas óptimas obtenidas con el algoritmo de Dijkstra.

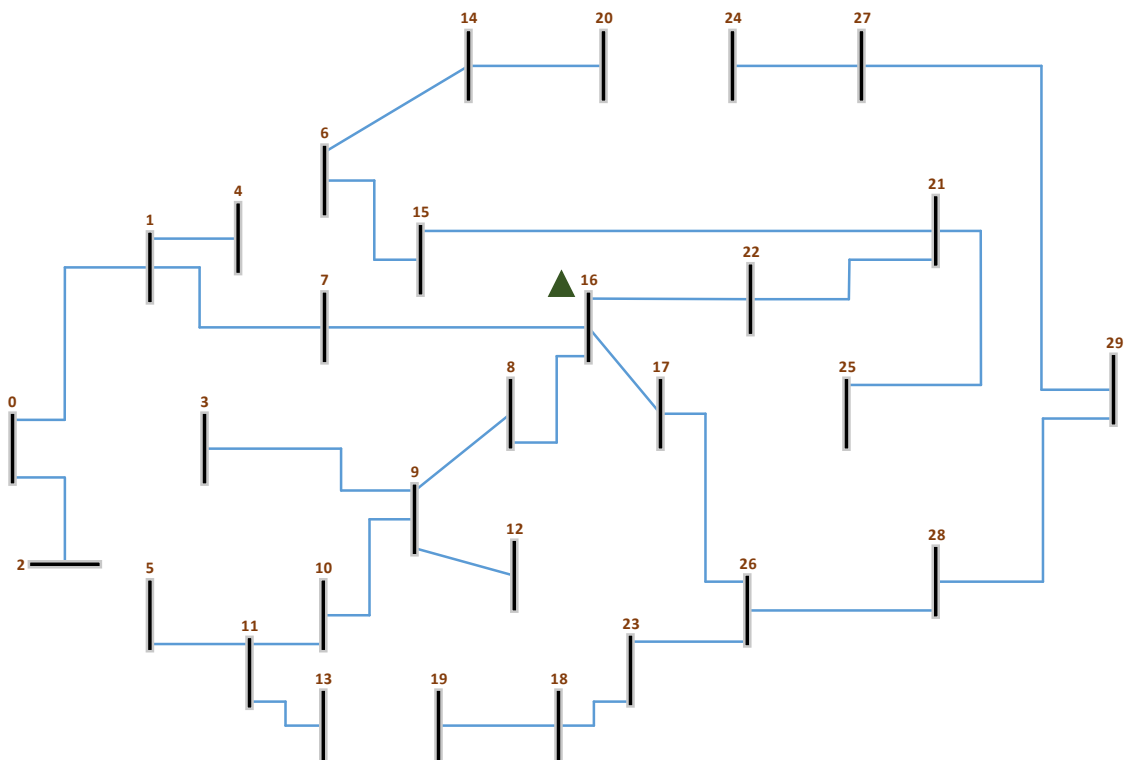


Figura 5.7 Despliegue radial óptimo correspondiente a la ubicación 3 del transformador.

En la figura 5.8 tenemos el sistema radial basado en rutas óptimas o mínimas de construcción, posteriormente será analizado mediante flujos de potencia para evaluar los costos de pérdidas técnicas presentes en el sistema.

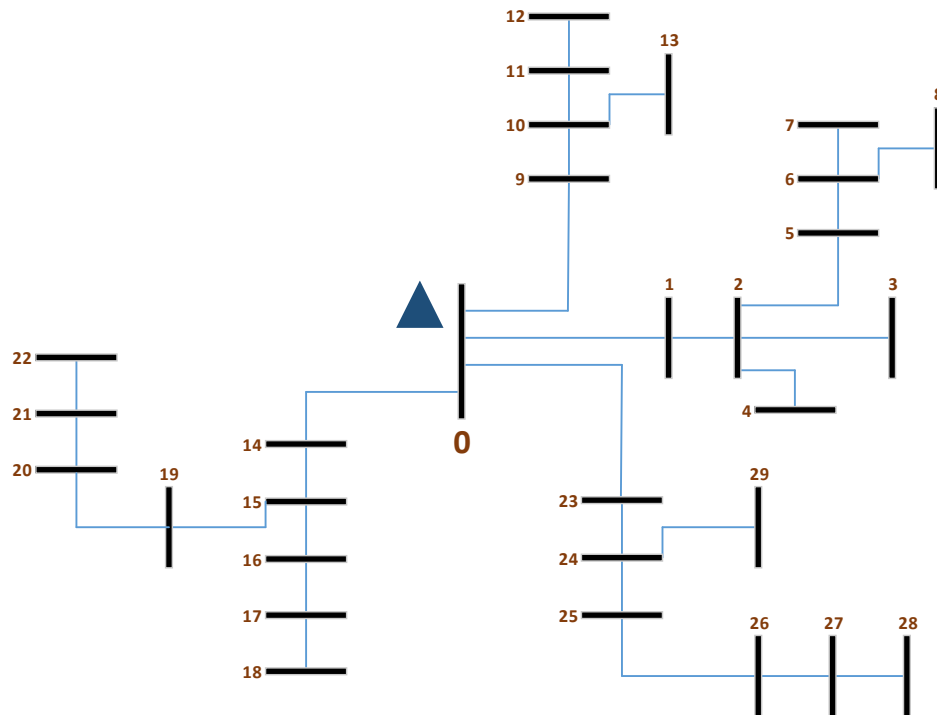


Figura 5.8. Topología radial con rutas óptimas obtenidas con el algoritmo de Dijkstra.

## 5.2. RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJO VOLTAJE SECTOR RURAL

### 5.2.1. Descripción del sistema actual

Se ha seleccionado una red de bajo voltaje en una zona rural concentrada con estrato D, para analizar las pérdidas técnicas con diferentes niveles de demanda. Se muestra el área seleccionada en la figura 5.9.

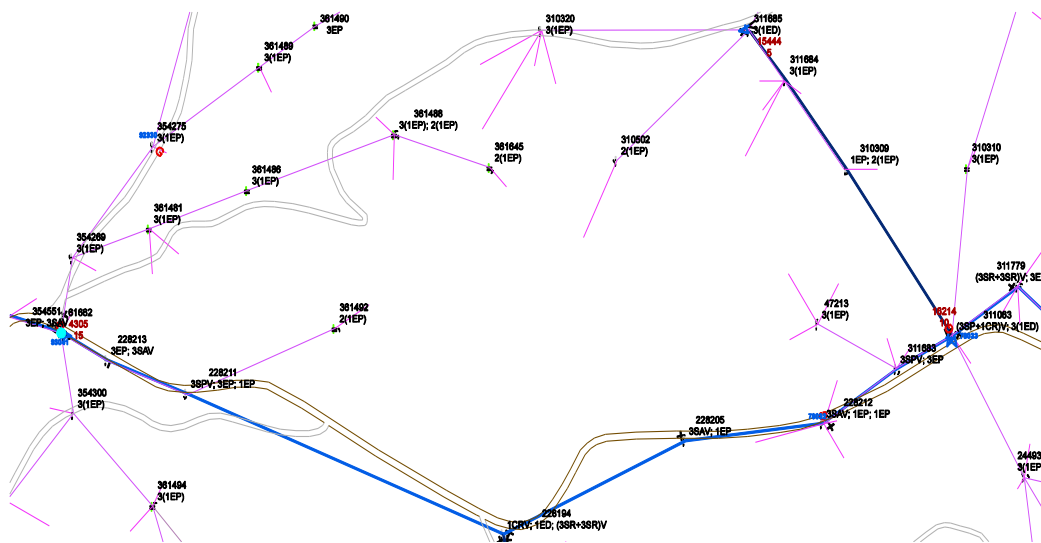


Figura 5.9. Zona rural seleccionada para el análisis de optimización.

La red de distribución de bajo voltaje actual se compone de los siguientes elementos:

- ✚ 4 transformadores con un total de 80 abonados dentro del área especificada.
- En la tabla 5.4 se presentan los datos generales de los mismos.

Código Transformador	Potencia [kVA]	Conexión	Voltaje Secundario	Voltaje Primario	# Abonados
4305	15	Monofásico	240	12700	27
15444	5	Monofásico	240	12700	13
16214	10	Monofásico	240	12700	19
16222	10	Monofásico	240	12700	21

Tabla 5.4. Información de transformadores de la RBV actual.

- ✚ Conductor por fase #2
- ✚ Conductor por neutro #2
- ✚ Topología radial para cada transformador
- ✚ 60 nodos del mallado. En la tabla 5.5 se detalla la cantidad de abonados en cada nodo.

Nodo	#Abonados	Nodo	#Abonados	Nodo	#Abonados	Nodo	#Abonados
0	1	15	0	30	0	45	2
1	0	16	0	31	2	46	4
2	2	17	2	32	3	47	1
3	1	18	1	33	1	48	1
4	1	19	0	34	1	49	3
5	1	20	1	35	0	50	1
6	1	21	1	36	5	51	2
7	0	22	1	37	1	52	3
8	3	23	2	38	0	53	4
9	1	24	2	39	1	54	2
10	0	25	1	40	1	55	1
11	1	26	1	41	0	56	2
12	1	27	0	42	4	57	1
13	0	28	1	43	1	58	2
14	3	29	0	44	3	59	0

Tabla 5.5. Número de abonados correspondiente a cada nodo

## 5.2.2. Circuito con topología mallada de la red de distribución de bajo voltaje

En la figura 5.10 se muestra el rediseño de topología radial del área seleccionada a una topología tipo malla y su respectiva numeración de nodos. Considerando el sector rural con mayores niveles de flora o desniveles geográficos es importante realizar un análisis previo de la zona y las restricciones o factores que permitan determinar el criterio de construcción y ubicación del transformador.

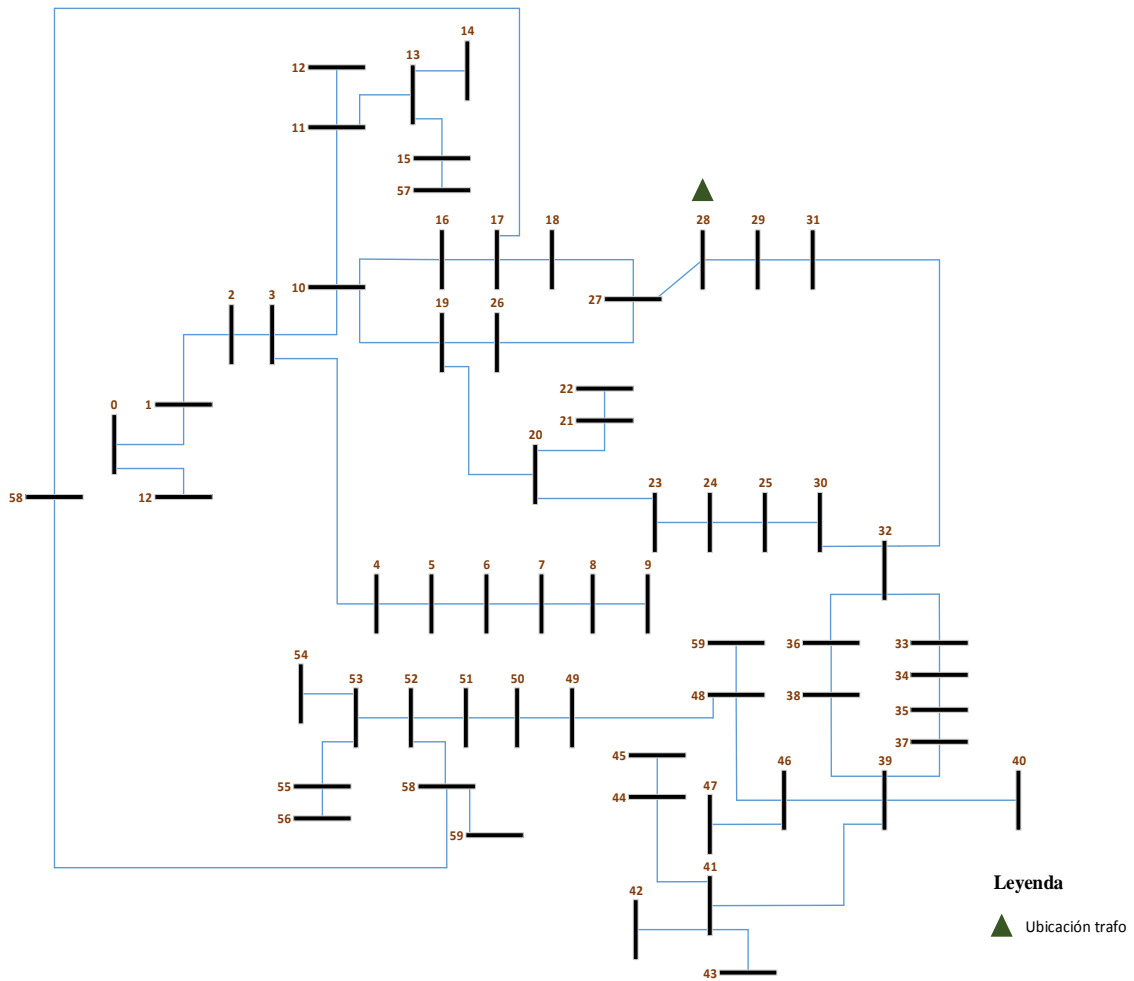


Figura 5.10. Topología mallada con ubicación del transformador en el nodo 28.

## 5.2.3. Topología resultante

### 5.2.3.1. Ubicación nodo 28

Para el caso de topología rural se busca las rutas óptimas del circuito mallado para rediseñar a un circuito con topología. En la figura D.1 del anexo 4 se detallan las rutas óptimas obtenidas a través del algoritmo de Dijkstra.

Ubicando el transformador en el nodo 16 realizamos una nueva optimización de ruta para 30 nodos y 36 tramos del circuito mallado. También se puede ver la topología radial resultante en la figura 5.11 con una nueva numeración como se indica en el capítulo 4, iniciando como nodo cero el nodo de ubicación del transformador (nodo 28).

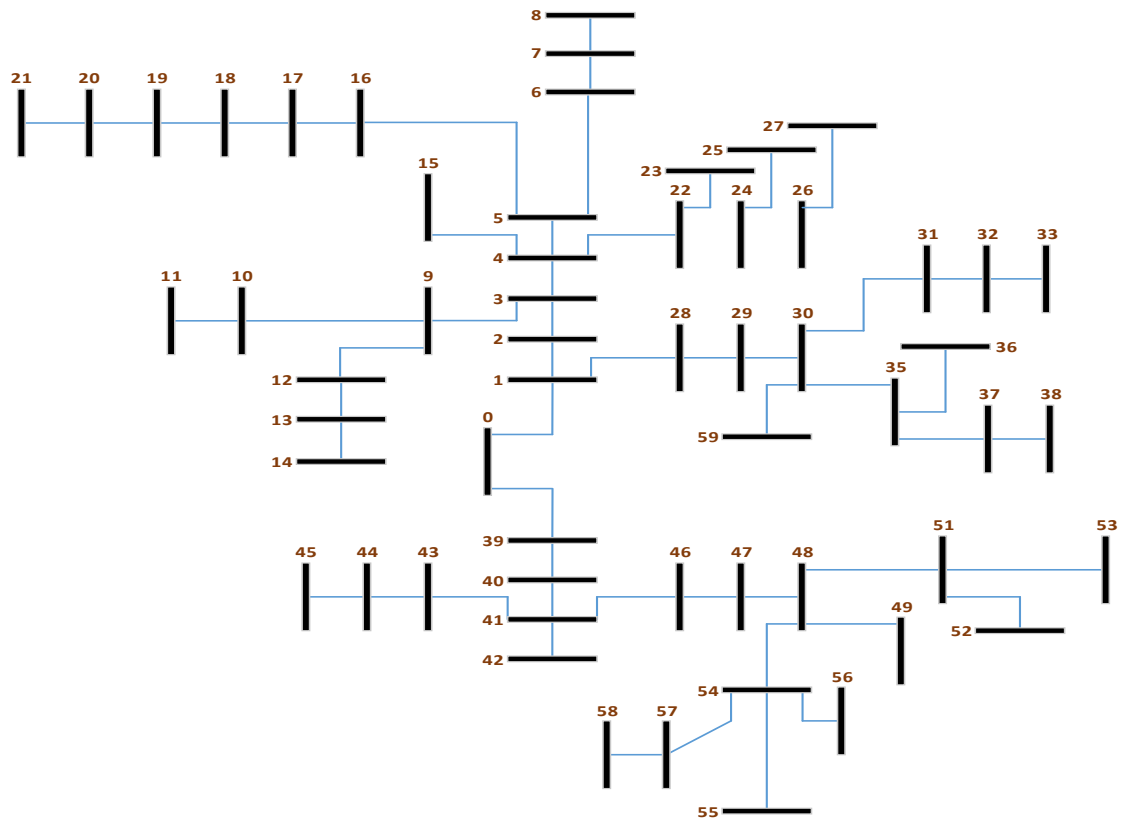


Figura 5.11. Topología radial con rutas óptimas obtenidas con el algoritmo de Dijkstra.

### 5.3. RESULTADOS CALCULADOS CON DIFERENTES NIVELES DE DEMANDA

#### 5.3.1. Caída de voltaje $\Delta V\%$

Es importante resaltar que la metodología de optimización presentada basa su estudio en el algoritmo de Dijkstra o de ruta óptima y en el análisis de pérdidas técnicas de una red de distribución de bajo voltaje, calculadas a través del algoritmo de flujos de potencia. Los resultados que se presentan a continuación son evaluados en función del nivel máximo del 6% de caída de voltaje permitido por la CENTROSUR correspondientes a diferentes niveles de demanda para zonas urbanas.

En las gráficas 5.12, 5.13 y 5.14 se puede observar el movimiento de los picos máximos de caídas de voltaje según el cambio de ubicación del transformador. Esto permite obtener una mayor inclusión de nodos en una sola red.

La ubicación 2 se la realizó en el centro del área en estudio cuyos resultados se muestran en la figura 5.12, con un nivel de demanda estrato C con penetración del

100% se obtiene una distribución uniforme de caída de voltaje en todos los nodos quedando fuera de la red únicamente 4 de ellos; con estrato C, con penetración del 60% y con demanda real se incluye todos los nodos en la misma red siendo valores que no superan el límite del 6% de caída de voltaje. La ubicación 1 y 3 exceden el límite del 6% en los extremos de la red dejando así una mayor cantidad de nodos excluidos.

En las gráficas de caída de voltaje se resalta el impacto del valor calculado con demanda de estrato tipo C y demanda real de consumo.

## Caídas de voltaje en porcentaje para ubicación #1 de Transformador

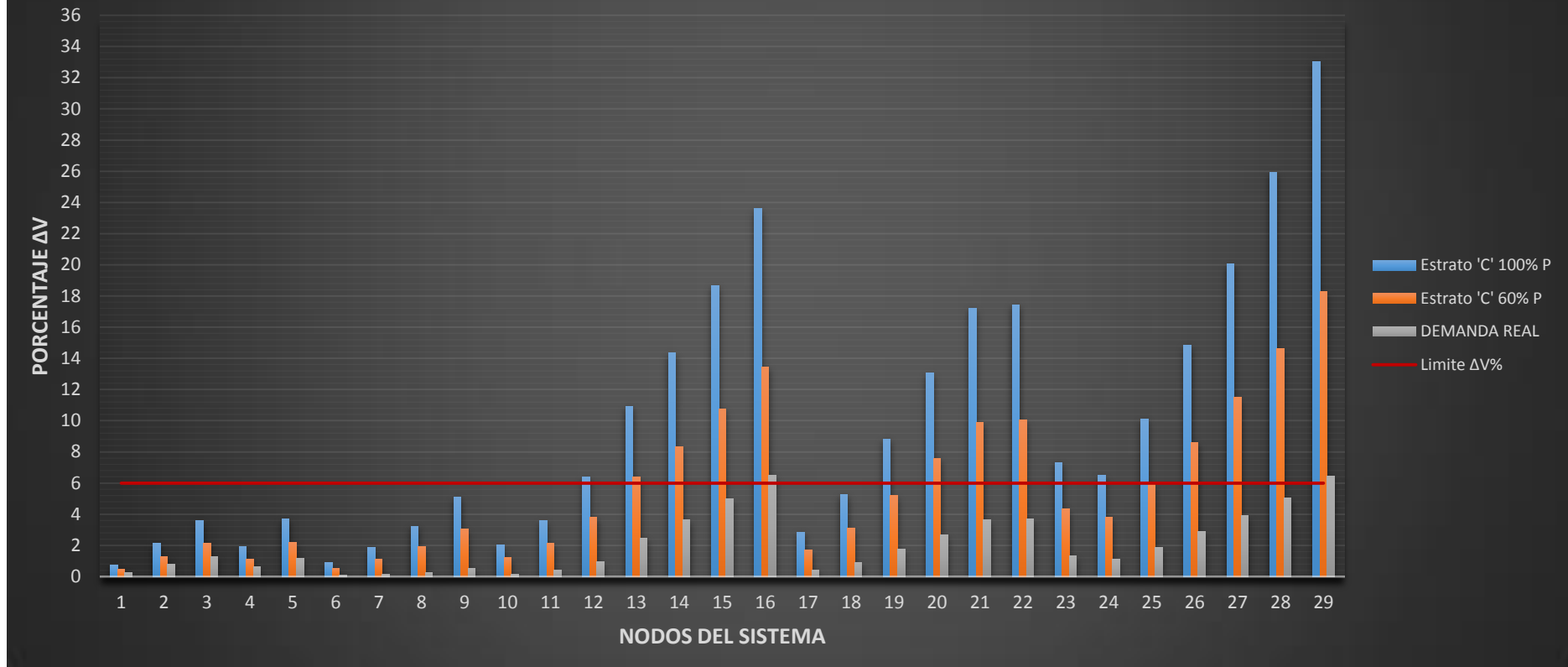


Figura 5.12.  $\Delta V\%$  calculada en cada nodo a través de flujos de potencia. Nodo 10. Zona Urbana



## Caídas de voltaje en porcentaje para ubicación #2 de Transformador

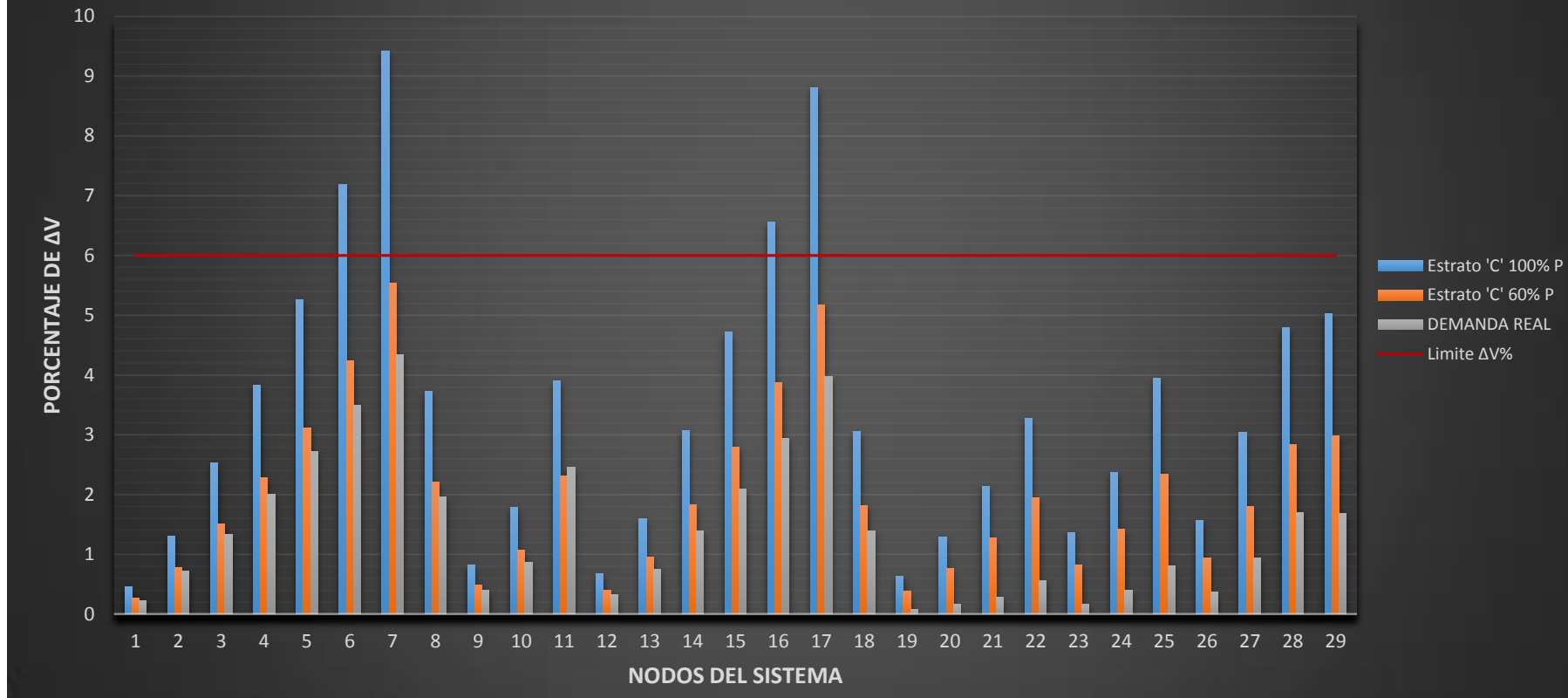


Figura 5.13.  $\Delta V\%$  calculada en cada nodo a través de flujos de potencia. Nodo 8. Zona Urbana

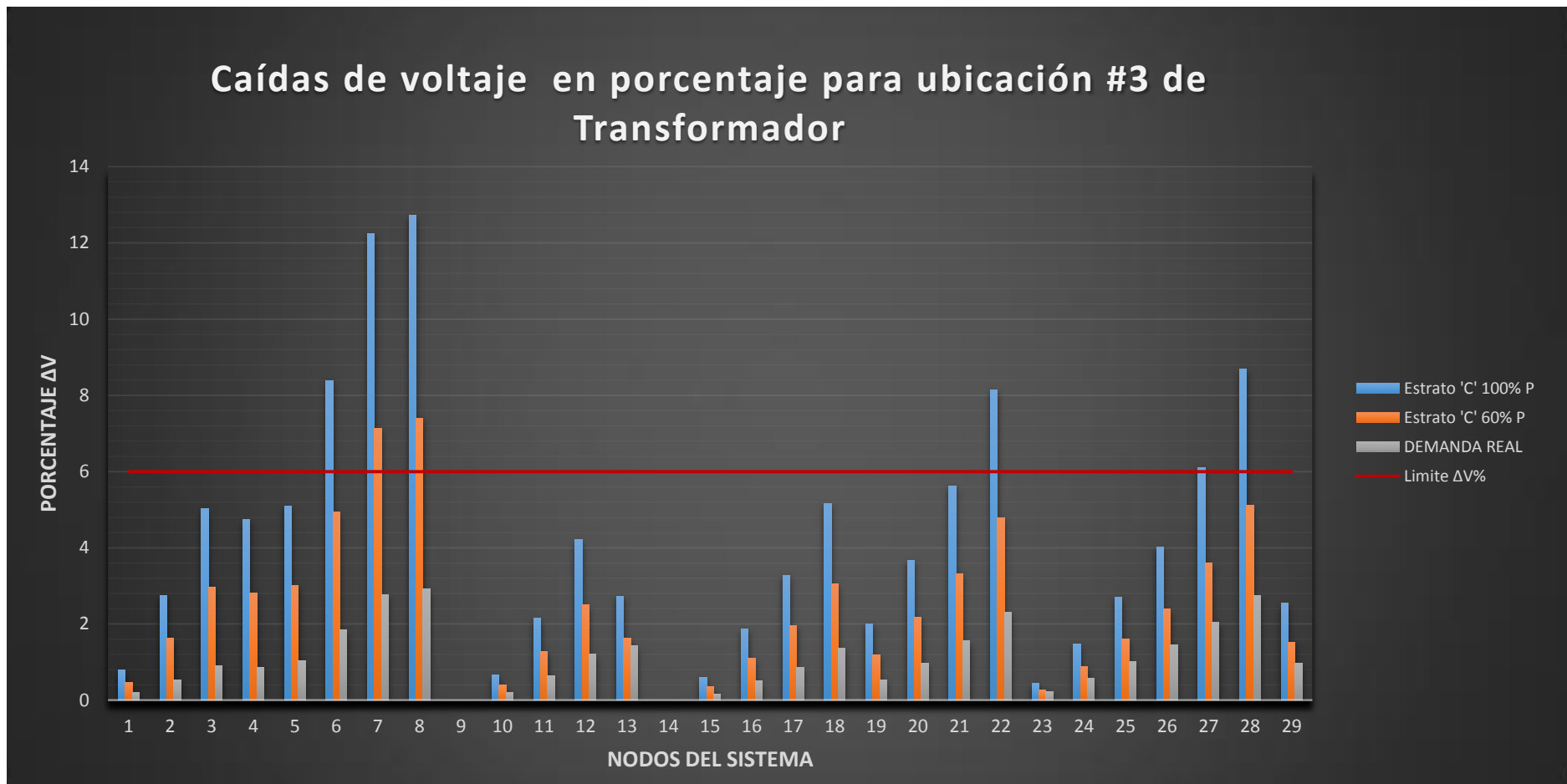


Figura 5.14.  $\Delta V\%$  calculada en cada nodo a través de flujos de potencia. Nodo 16. Zona Urbana

## Caídas de voltaje en porcentaje para ubicación de Transformador Zona Rural

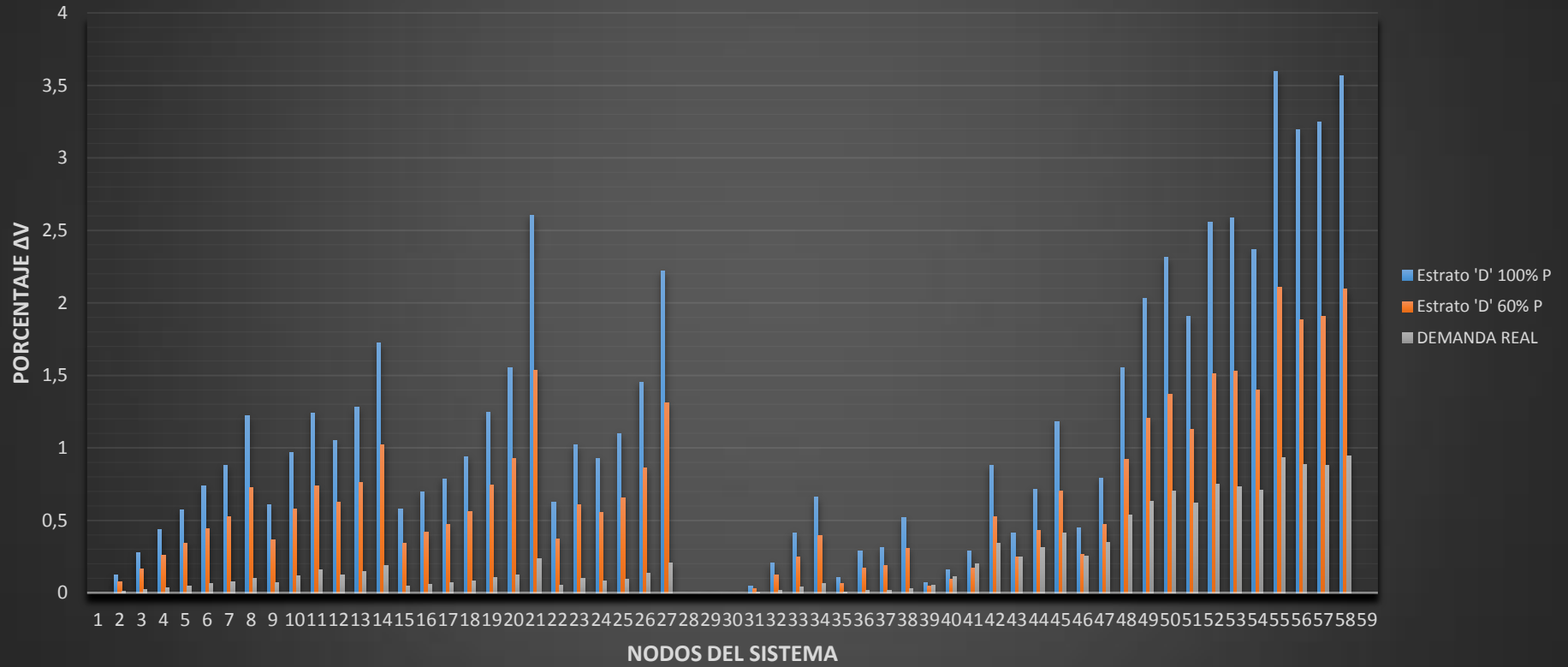


Figura 5.15.  $\Delta V\%$  calculada en cada nodo a través de flujos de potencia. Nodo 28. Zona Rural

En la figura 5.15 se observa una distribución irregular de caída de voltaje en los nodos a pesar de obtener  $\Delta V\%$  menores que 6%.

### 5.3.2. Caída de voltaje $\Delta V\%$ calculada en los nodos finales

Se puede observar en las figuras 5.16 a 5.19 las caídas de voltaje en los nodos de los extremos de las topologías obtenidas con diferentes ubicaciones del transformador. No todos los nodos finales presentan valores mayores al 6%, los que superan este límite permiten obtener una idea global de lo que sucede en ese ramal puesto que afecta a los nodos adyacentes.

En la figura 5.19 se muestra que la cantidad de nodos finales es mucho mayor que en una zona urbana debido a las bajas posibilidades de rutas alternativas que se logra al momento de rediseñar la red como una topología mallada. Debido a las distancias altas entre nodos es difícil optimizar una red puesto que al cambiar la ubicación del transformador se mantendrían los picos de caída de voltaje en los extremos de la red.

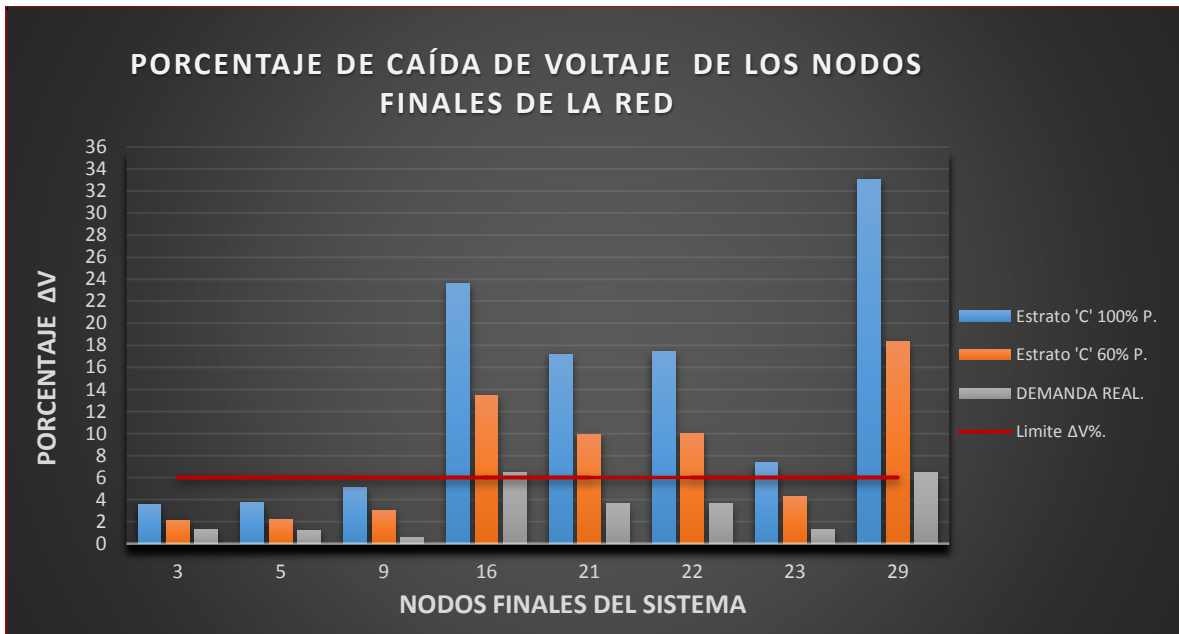


Figura 5.16.  $\Delta V\%$  en nodos finales de la RBV ubicación 1. Zona Urbana

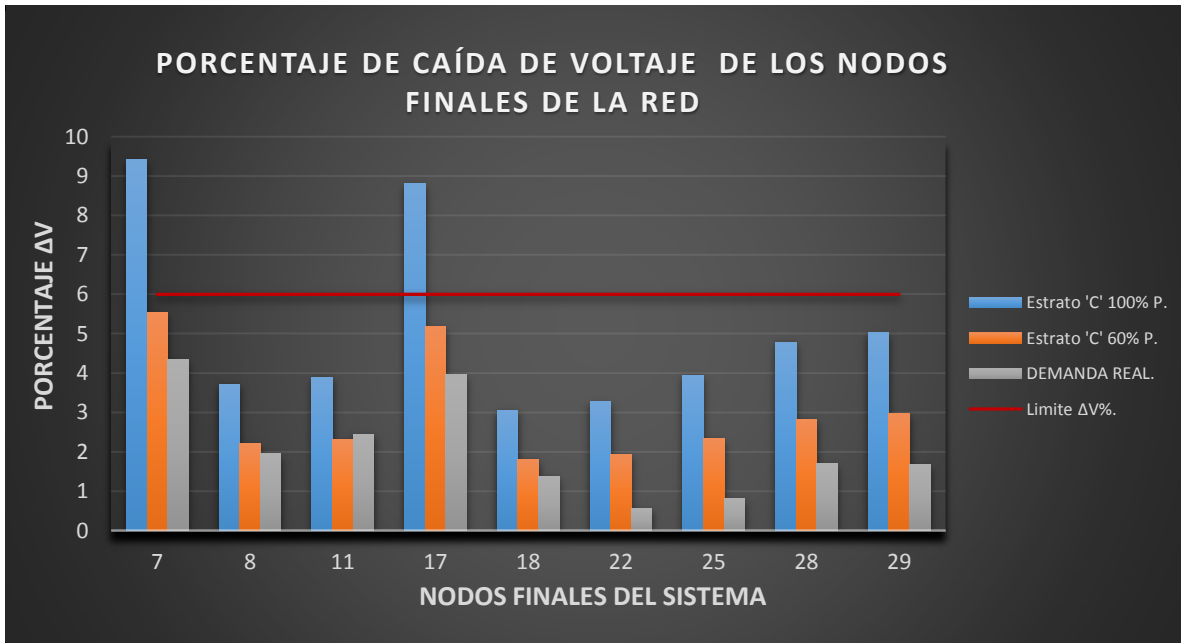


Figura 5.17.  $\Delta V\%$  en nodos finales de la RBV. Ubicación 2. Zona Urbana

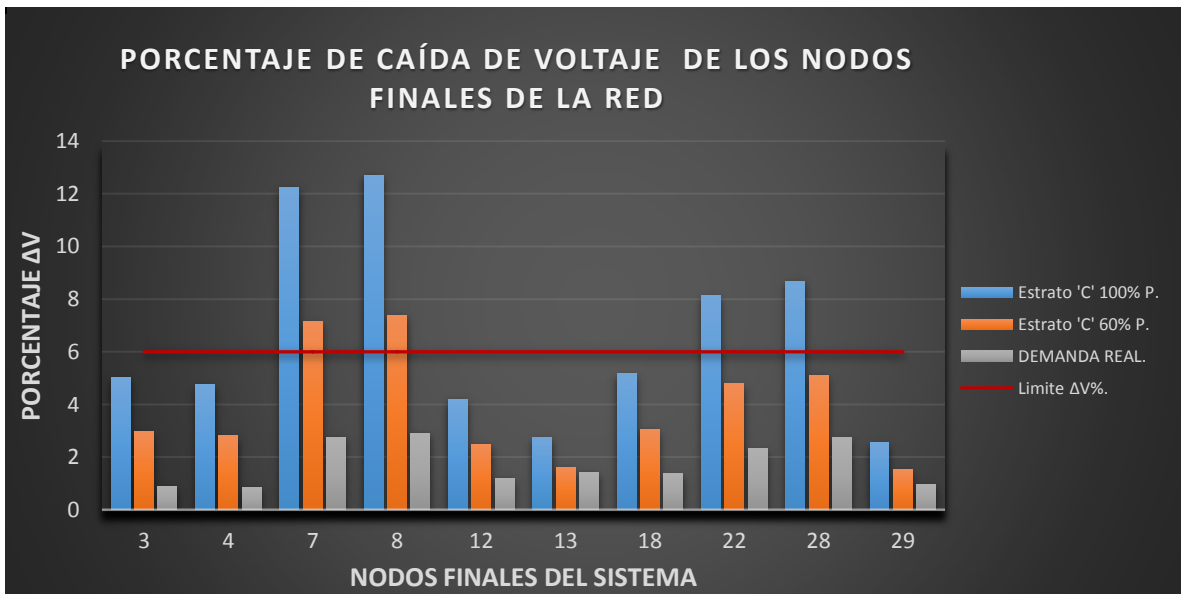


Figura 5.18.  $\Delta V\%$  en nodos finales de la RBV. Ubicación 3. Zona Urbana

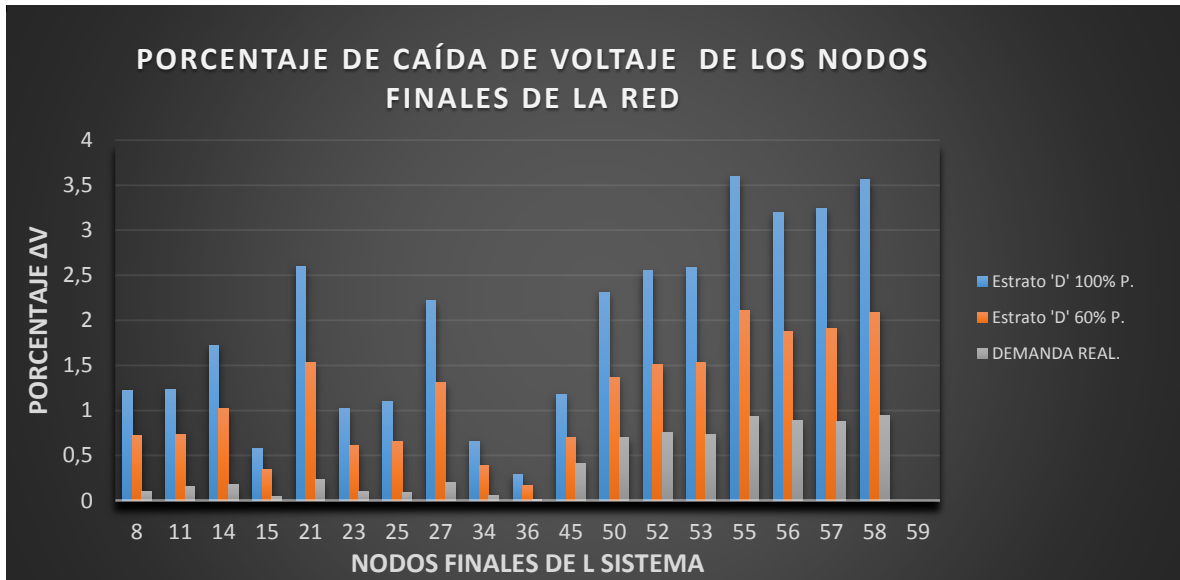


Figura 5.19.  $\Delta V\%$  en nodos finales de la RBV. Nodo 28. Zona Rural

### 5.3.3. Potencia aparente, activa, reactiva y factor de potencia

Las figuras 5.20, 5.21 y 5.22 se muestran los resultados de factor de potencia (fp), potencia aparente, activa y reactiva de las redes optimizadas con distinta ubicación del transformador correspondiente a una zona urbana, mientras que la figura 5.23 muestra parámetros similares para la ubicación de un transformador en una zona rural.

Cada una de las gráficas muestra en detalle los valores de potencia calculadas con demandas reales, y con estrato C con penetración de cocinas de inducción del 100% y 60% y para la zona rural se utilizó demandas reales y estrato D con los mismos porcentajes de penetración de cocinas de inducción. Es importante resaltar la diferencia existente entre estos niveles de demanda donde las potencias correspondientes a las demandas reales son extremadamente bajas.

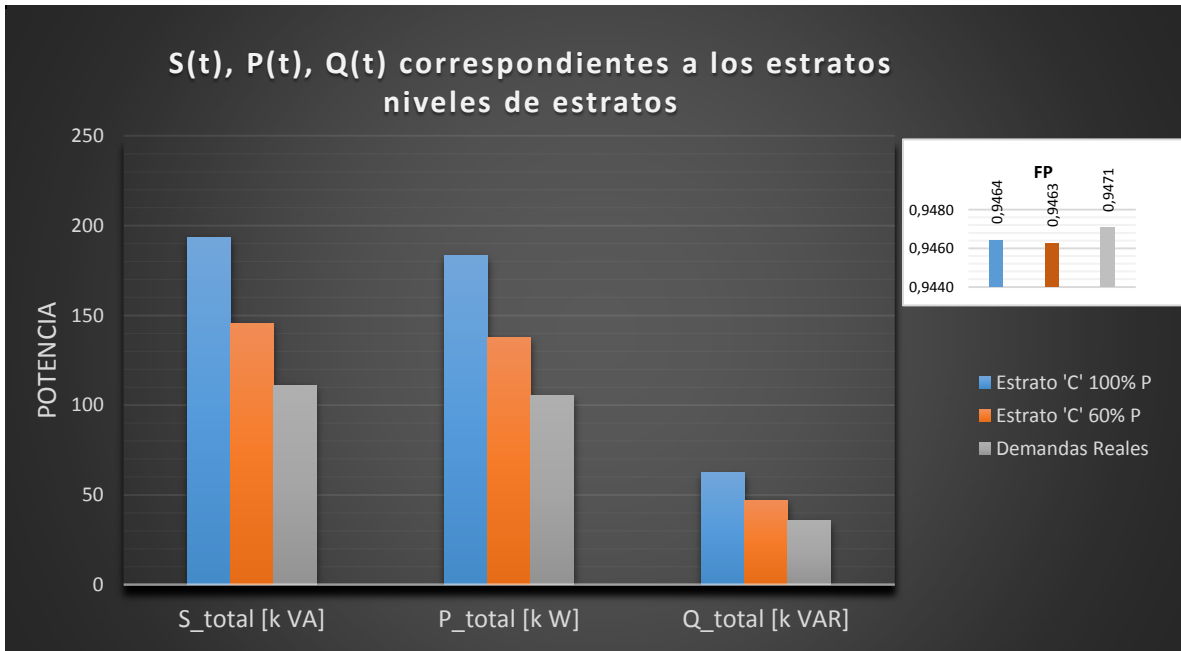


Figura 5.20. Potencias calculadas ubicando el transformador en el nodo 10. Zona Urbana

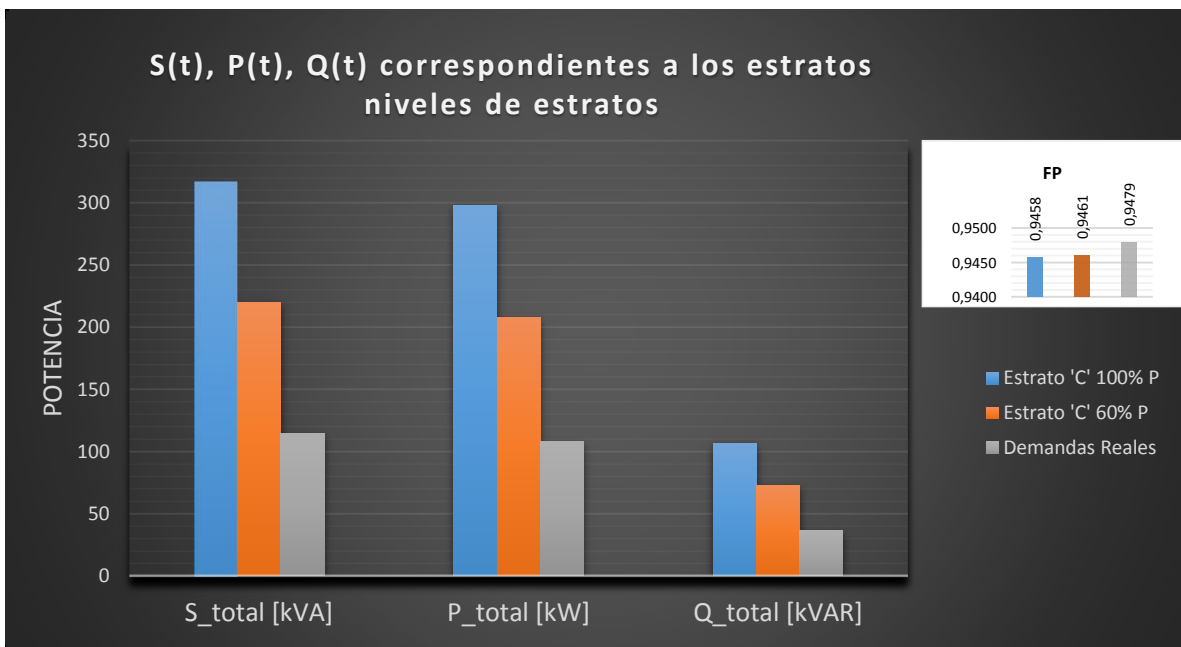


Figura 5.21. Potencias calculadas ubicando el transformador en el nodo 8. Zona Urbana

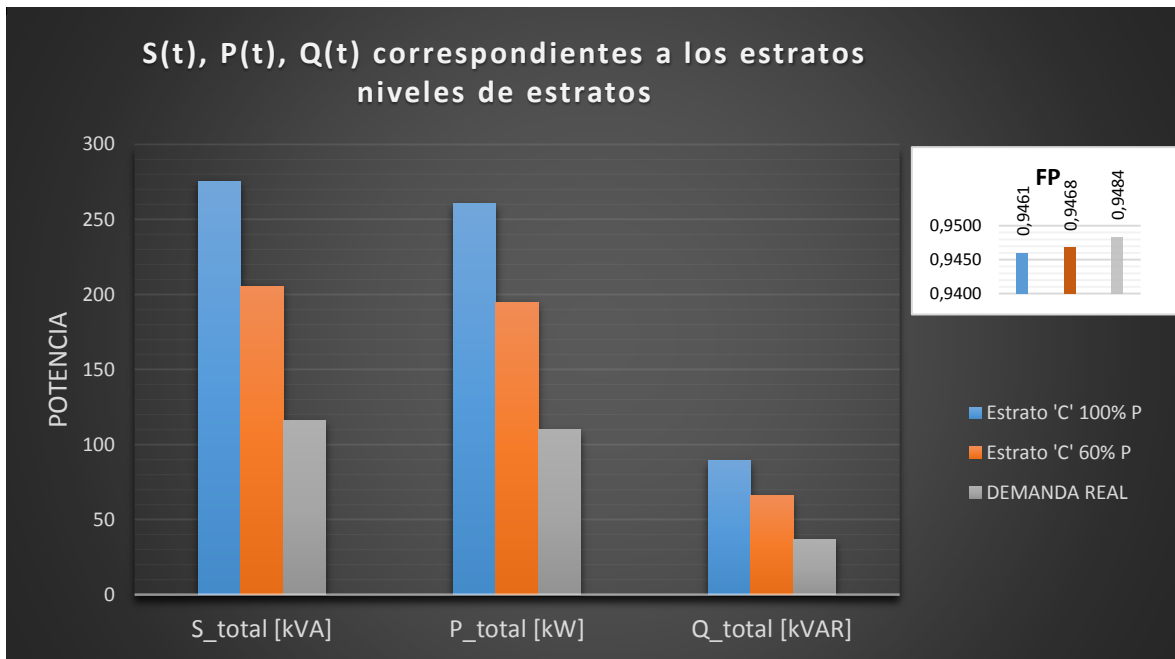


Figura 5.22. Potencias calculadas ubicando el transformador en el nodo 16. Zona Urbana

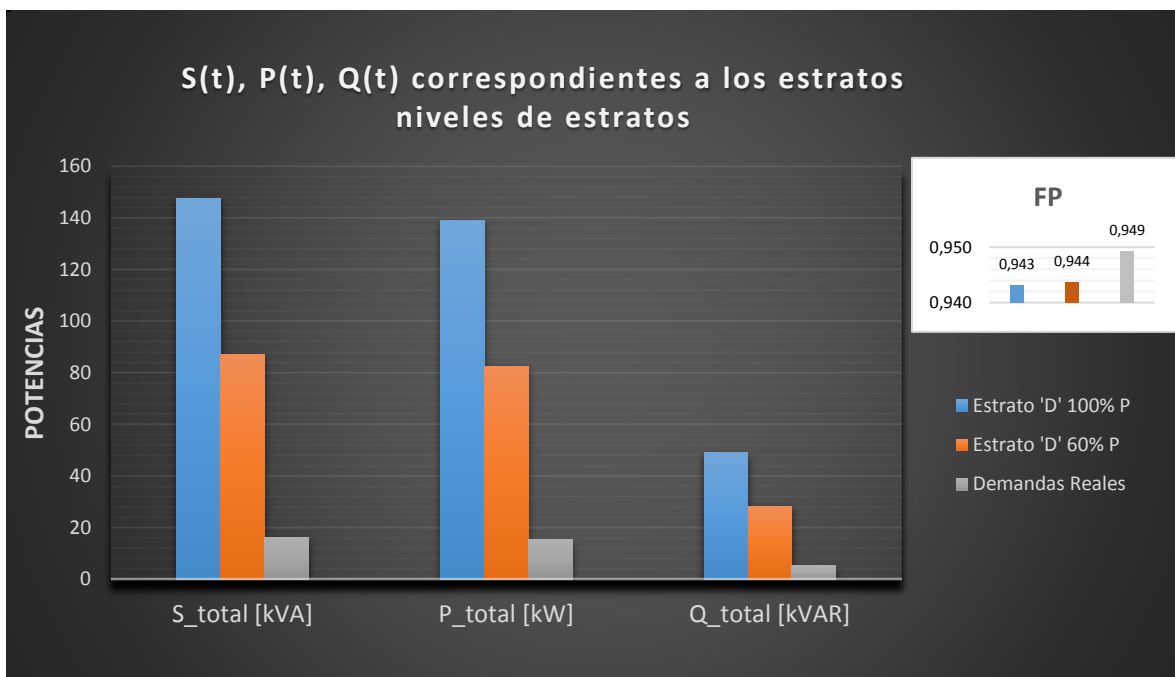


Figura 5.23. Potencias calculadas ubicando el transformador en el nodo 28. Zona Rural

En la tabla 5.7 se observa que para todos los escenarios que se evaluaron se mantiene un factor de potencia aproximado de 0.95.



La red urbana con menor número de nodos que una red rural requiere de la implementación de un transformador de mayor capacidad de potencia debido al alto nivel de concentración de carga.

De acuerdo a las potencias requeridas para las distintas ubicaciones en una zona urbana se puede observar en la tabla 5.7 que la ubicación 2 requiere un transformador de mayor capacidad que las demás, pero por tener una distribución uniforme de caídas de voltaje incluye una mayor cantidad de nodos en la red, por lo tanto, presenta una mayor ventaja de esta topología sobre las demás.

Los 6 transformadores actuales en la RBV suman una potencia total de 460 [kVA]. Según la ubicación 2 del transformador podemos observar que, para el análisis con valores de consumo real de demanda, la potencia requerida es de 114.18 [kVA]. Esto implica optimizar también en cantidad de transformadores y alimentación en medio voltaje. Si se considera la potencia requerida con un nivel de estrato C con penetración de cocinas de inducción del 100%, es de 316.69 [kVA], continúa siendo menor que el total instalado.

## 6. CAPITULO VI: ANÁLISIS DE COSTOS EN PÉRDIDAS TÉCNICAS

### 6.1. ANÁLISIS DE COSTOS POR UBICACIÓN ESTABLECIDA

#### 6.1.1. Ubicación 1: nodo 10 del sistema

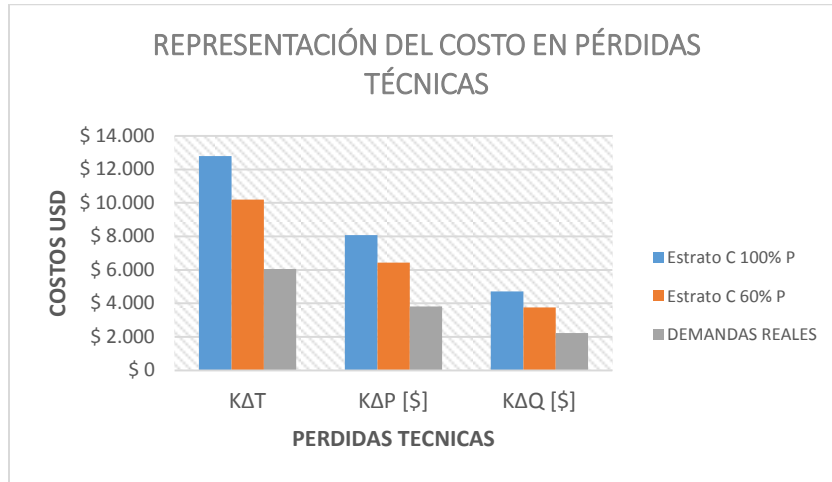


Figura 6.1. Costos en pérdidas de energía activa para la ubicación 1 del transformador

En la figura 6.1 se puede observar el costo en pérdidas técnicas determinado por el estrato C, con un 100% y 60% de penetración de cocinas de inducción, además, se tomó los valores de consumo de demanda real obteniendo los respectivos costos.

#### 6.1.2. Ubicación 2: nodo 8 de sistema

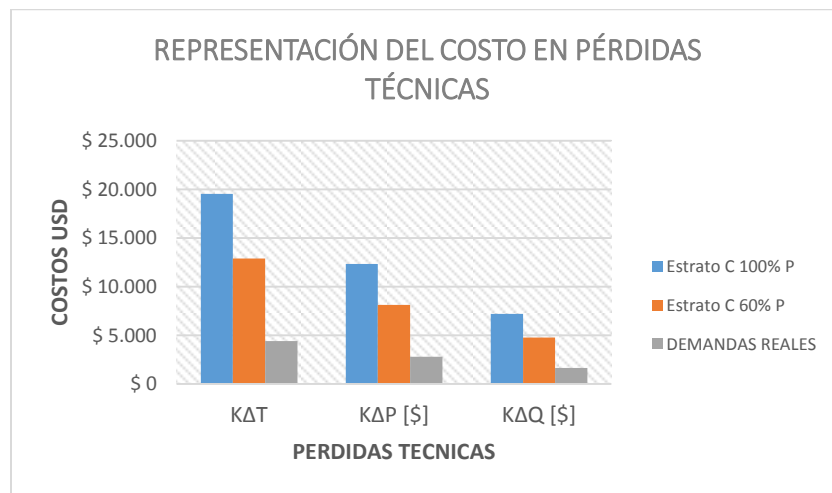


Figura 6.2 Costos en pérdidas de energía activa para la ubicación 2 del transformador

En la figura 6.2 se puede observar el costo en pérdidas técnicas determinado por el estrato C, con un 100% y 60% de penetración de cocinas de inducción, de la misma forma, se tomó los valores de consumo de demanda real obteniendo los respectivos costos, datos pertenecientes a la ubicación 2 del transformador en el área de análisis.

### 6.1.3. Ubicación 3: nodo 16 del sistema

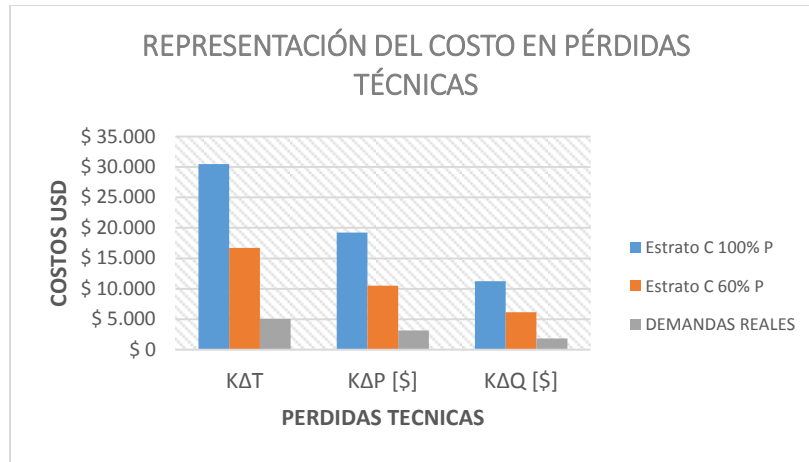


Figura 6.3 Costos en pérdidas de energía activa para la ubicación 3 del transformador

En la figura 6.3 se observa el costo en pérdidas técnicas correspondientes al estrato C, con un 100% y 60% de penetración de cocinas de inducción, además, el costo de consumo de demanda real, datos pertenecientes a la ubicación 3 del transformador en el área de análisis.

### 6.1.4. Ubicación en zona rural: nodo 28 del sistema

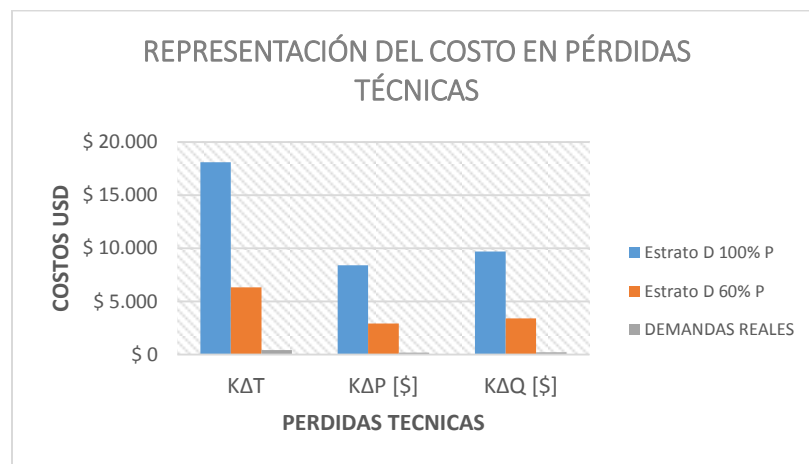


Figura 6.4 Costos en pérdidas de energía activa para la ubicación del transformador zona rural

En la figura 6.4 se presenta los costos en pérdidas técnicas correspondientes al estrato D, zona rural, con un 100% y 60% de penetración de cocinas de inducción, además, el costo de consumo de demanda real, datos pertenecientes a la ubicación del transformador determinada previamente para la zona rural.

**6.2. ANÁLISIS DE COSTOS EN FUNCIÓN DE TIPOS DE ESTRATOS Y CANTIDAD DE ABONADOS**

**6.2.1. Estrato C con el 100% de penetración de cocinas de inducción**

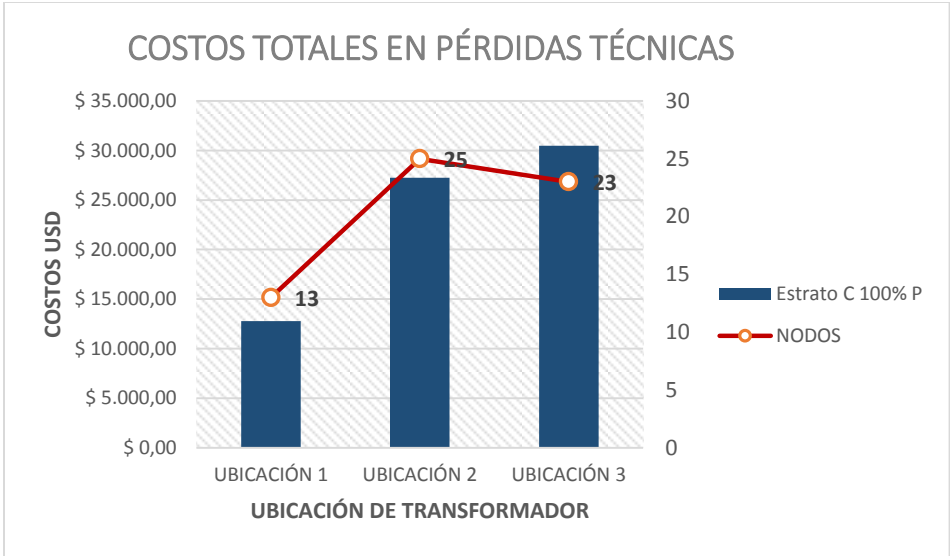


Figura 6.5 Costos totales por ubicación de transformador en función al número de nodos servidos con estrato C de consumo.

En la figura 6.5 se aprecia el valor del costo total en pérdidas técnicas para las 3 ubicaciones del transformador, seleccionadas previamente, con igual importancia se ha representado el número de nodos con servicio de energía.

**6.2.2. Estrato C con el 60% de penetración de cocinas de inducción**

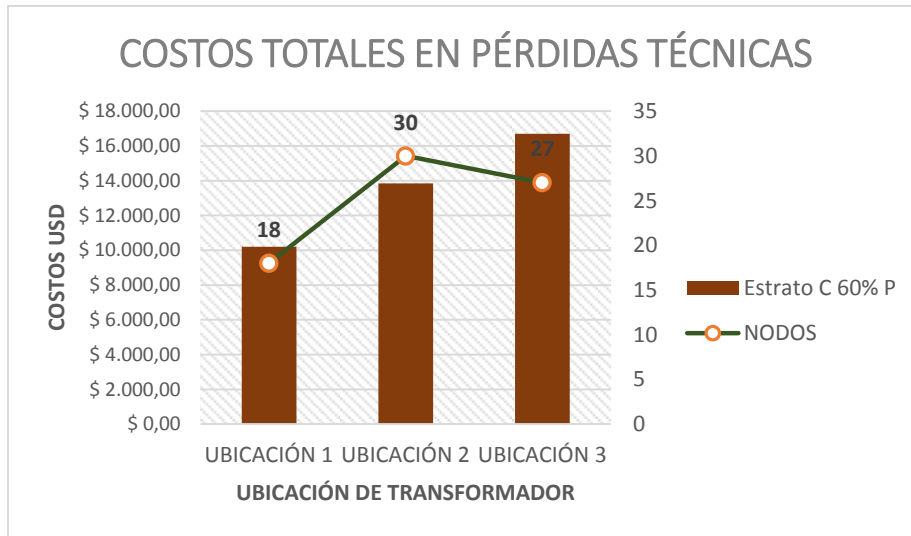


Figura 6.6 Costos totales por ubicación de transformador en función del número de nodos servidos con estrado C de consumo.

En la figura 6.6 se aprecia el valor del costo total en pérdidas técnicas para las 3 ubicaciones del transformador, seleccionadas previamente, en función de la cantidad de nodos que pueden ser abastecidos con normalidad.

### 6.2.3. Considerando demandas de consumo real

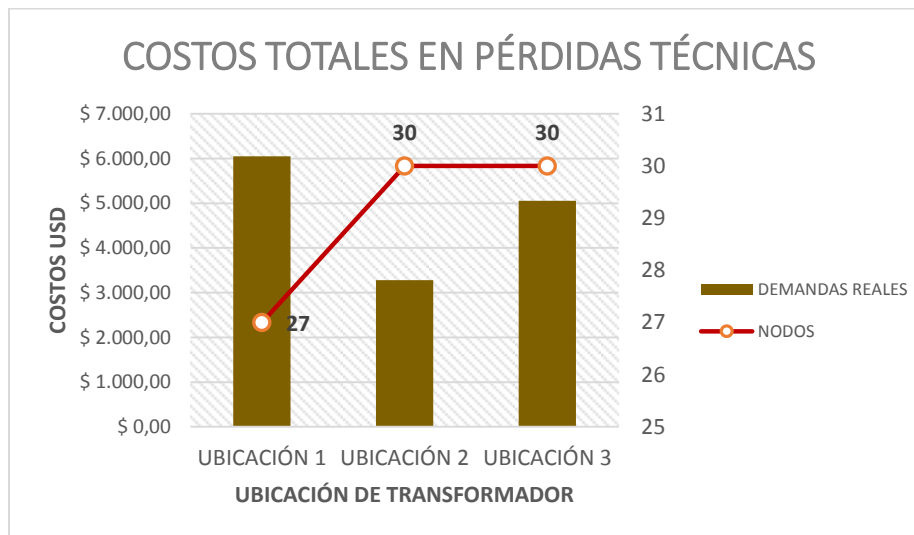


Figura 6.7 Costos totales por ubicación de transformador en función al número de nodos servidos con demandas reales de consumo.

En la figura 6.7 se aprecia el valor de los costos totales por consumo en demanda real, para las 3 ubicaciones de transformador. Por otra parte, estos costos se determinaron en función del número de nodos abastecidos con normalidad.

### 6.3. RESUMEN DE VALORES

En la tabla 6.1 se detalla la cantidad de nodos con caídas de voltaje menor y mayores al 6%. Los nodos que superan el límite son excluidos de la red optimizada y sometidos a un nuevo análisis de optimización.

Escenarios de análisis	Niveles de demanda [kVA]	Cantidad nodos	
		< 6% $\Delta V$	> 6% $\Delta V$
Ubicación 1 Urbano	Estrato C 100%	13	16
	Estrato C 60%	18	11
	Demanda real	27	2
Ubicación 2 Urbano	Estrato C 100%	25	4
	Estrato C 60%	29	0
	Demanda real	29	0
Ubicación 3 Urbano	Estrato C 100%	23	6
	Estrato C 60%	27	2
	Demanda real	29	0
Ubicación 1 Rural	Estrato D 100%	59	0
	Estrato D 60%	59	0
	Demanda real	59	0

Tabla 6.1 Cantidad de nodos con caídas de voltaje menor y mayores al 6% de  $\Delta V$ .

En la tabla 6.2 se presenta un detalle de los costos por ubicación de transformador, contabilizando pérdidas técnicas activas y reactivas, por estrato con penetración de cocinas de inducción al 100% y 60%; además, costos con el consumo de demanda real.

Escenarios de análisis	Niveles de demanda	Pérdidas totales[\$]	Pérdidas activas[\$]	Pérdidas reactivas[\$]
Ubicación 1 Urbano	Estrato C 100%	12796,48	8072,12	4724,36
	Estrato C 60%	10200,30	6434,43	3765,87
	Demanda real	6051,04	3817,04	2234,00
Ubicación 2 Urbano	Estrato C 100%	27245,6	14519,50	12726,20
	Estrato C 60%	13838,10	8132,42	4759,66
	Demanda real	3279,50	2781,24	1627,78
Ubicación 3 Urbano	Estrato C 100%	30492,18	19234,70	11257,48
	Estrato C 60%	16705,50	10537,96	6167,54
	Demanda real	5053,26	3187,64	1865,62
Ubicación Rural	Estrato D 100%	18096,06	8391,67	9704,40
	Estrato D 60%	6338,34	2939,27	3399,07
	Demanda real	423,50	196,39	227,11

Tabla 6.2 Resultados de los costos obtenidos en pérdidas por ubicación de transformador

## 6.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis de resultados comprende la parte de los costos en pérdidas correspondiente a cada ubicación del transformador que se haya seleccionado previamente, en el sector urbano y rural. De esta manera, las comparaciones se detallan a continuación.

En las figuras 6.1, 6.2 y 6.3 se detalla el valor de los costos de pérdidas técnicas en el sector urbano, notando la diferencia entre los valores que emplean la demanda correspondiente a la tabla de estratos en un 100%, 60% de penetración de cocinas de inducción y los datos de demandas reales de cada usuario facilitados por la CENTROSUR. En la tabla 6.1 se indican los valores por cada ubicación, siendo el costo más bajo para la ubicación 1, con penetración de cocinas 100%, USD 12796,48; cocinas 60%, un valor de USD 10200,30 y; demanda real, valores de USD 6051,04.

Estos valores permiten tener una apreciación de la diferencia en costos empleando a tabla de estratos correspondientes a cada zona y analizar la demanda de consumo real, permitiendo lo último mencionado, generar un posible ahorro de los costos en pérdidas técnicas.

La figura 6.4 que corresponde al sector rural, presenta el mismo análisis de la parte urbana, con la diferencia en el valor de pérdidas activas y reactivas, siendo este último superior debido a tener una predominancia de la componente reactiva en la matriz de secuencia. Por otra parte, existe una gran diferencia en los costos por medio de estratos y empleando las demandas de consumo real, con valores de USD 18096,06 para un estrato con 100% de cocinas y USD 423,50 en consumo.

Para un mayor enfoque de los resultados se ha previsto comparar los valores de los costos de cada ubicación del transformador y el número de nodos que puede abastecer con normalidad, afectando esto directamente a los abonados del sistema.

Las figuras 6.5, 6.6 y 6.7 se relacionan el costo de las pérdidas técnicas con el número de nodos abastecidos; determinando que, los resultados óptimos son proporcionados por la ubicación 2 del transformador, obteniendo un abastecimiento de 25 nodos (postes) que corresponde al 86% del sistema para un 100% de penetración en cocinas de inducción y, para el 60% de cocinas y consumo real, se logra abarcar la totalidad de los nodos del sistema, siendo este valor de 29 nodos.

La elección de la ubicación de un transformador en el sistema es un factor importante y se relaciona directamente con los costos, es así como, en la figura 6.5 correspondiente al 60% de penetración de cocinas, teniendo un costo de USD 10200,30 para abastecer 18 nodos en la ubicación 1 y, USD 13838,10 para abastecer la totalidad de los nodos en la ubicación 2, denotando una diferencia mínima en costo para lograr abarcar la totalidad de los abonados del sistema.

Por último, los costos correspondientes al consumo real entre ubicaciones del transformador presentan diferencias considerables; USD 6051,04 para la ubicación 1; USD 5053,26 para la ubicación 3 y; USD 3279,50 para la ubicación 2, representando aproximadamente un 50% menos que la ubicación inicial.

Todo lo mencionado nos permite recalcar la importancia de elegir una ubicación posible para el transformador, y para el presente trabajo definir a la ubicación 2 como la óptima en costos.



## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La metodología propuesta dentro de este trabajo de investigación se desarrolla con la finalidad de encontrar una solución para el problema de optimización de redes de distribución de bajo voltaje; de esta manera, contribuir a la mejora del proceso de 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 bajo voltaje para la 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 información de los parámetros técnicos de operación de la RBT de la CENTROSUR es la base de datos inicial para la aplicación de esta metodología. Entre los más importantes tenemos: tipo de topología, tipo de instalación, clasificación de los niveles de voltaje y estructura de construcción (postes, conductores, transformadores).

El estado del arte realizado permite seleccionar la función objetivo con mayor aplicabilidad para la CENTROSUR. Se puede adaptar dichas funciones objetivos a los datos y restricciones de la red que se analizará y así obtener la minimización de costos referentes a pérdidas técnicas calculados a través de flujos de potencia para obtener resultados con bajos niveles de error.

Para la aplicación de una metodología de optimización a una RBT es importante considerar los siguientes tipos de mejoras: Cambio de conductor, reubicación del transformador o división del circuito. La metodología propuesta en este trabajo de tesis permite obtener una mejora organizativa a través del algoritmo de Dijkstra y flujos de potencia.

Se debe considerar el tipo de configuración de los circuitos de la red de bajo voltaje para realizar el cálculo de caídas de voltaje y pérdidas, de esta manera obtener resultados con una mayor aproximación.

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.

La metodología de optimización propuesta permite la reducción de elementos innecesarios y maximización de beneficios. Por ejemplo, se eliminan entradas de medio voltaje, sistemas de protección, transformadores sobredimensionados y se reducen costos por pérdidas técnicas.

Esta metodología tiene grandes ventajas, fácil adaptación a diversos sistemas de distribución de bajo voltaje con diferentes tipos de conexiones y estructuras, los parámetros de cálculo son variables acorde a las restricciones técnicas y normativas de la empresa donde sea aplicada, es fácil de aplicar y utiliza software de uso libre como Excel y Java (Eclipse) y los resultados son calculados a través de flujos de potencia lo cual permite obtener resultados de gran calidad.

Dentro de los casos de estudio presentados se puede observar una diferencia alta entre el nivel de demanda de consumo real y los niveles con estrato C, el nivel de sobredimensión evaluado es del %50 aproximadamente para la zona urbana con estrato tipo C y zona rural con estrato tipo D.

La aplicación de una metodología de optimización tiene mayor impacto en una zona urbana que en una rural debido a la mayor posibilidad de rutas que se pueden considerar. De los casos de estudio se recomienda realizar una mejora continua en el uso del nivel de demanda unitaria aplicada y en el porcentaje de introducción de cocinas de inducción ya que estos generan una sobredimensión de transformador con respecto al nivel de demanda de consumo real.

El uso de un solo transformador para un área más grande puede generar una reducción en el nivel de confiabilidad del sistema de distribución, por ello se puede considerar la división de la red para ser distribuida con dos o más transformadores recordando que se puede hacer uso del nivel de cargabilidad de los mismos.

Como trabajos futuros se puede modificar esta metodología para aplicación a redes de medio voltaje, se puede realizar análisis aplicando cambio de conductor e incluir restricciones técnicas como cargabilidad máxima de las redes. También se puede realizar un estudio para la mejora de confiabilidad de sistemas de distribución amplios alimentados con un solo transformador.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] S. Llamo, “Análisis de redes de distribución,” 2002.
- [2] S. Ramírez, *Redes de Distribución de Energía*, 3rd ed. Manizales, Colombia, 2004.
- [3] C. Maroto, J. Alcaraz, and R. Ruíz, *Investigación Operativa. Modelos y Técnicas de Optimización*. 2002.
- [4] A. Ramos, “Investigación Operativa y Optimización,” Universidad Pontificia Comillas, Madrid.
- [5] P. Jha and S. Vidyasagar, “Dijkstra Algorithm for Feeder Routing of Radial Distribution System,” *Int. J. Electr. Eng.*, vol. 1, no. 3, pp. 1–6, 2013.
- [6] A. Dr. Chávez, “Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano,” *ARCONE*. 2016.
- [7] J. Rivera, “Eficiencia Eléctrica en Alimentadores Primarios de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. - Ecuador,” Universidad de Cuenca, 2013.
- [8] CENTROSUR, “Trayectoria de la Centrosur al Servicio de la Región,” *Cuenca, Ecuador*. .
- [9] V. Alulema and S. González, “Criterios de diseño y normas para sistemas de distribución para la presentación, revisión y recepción de obras ejecutadas por ingenieros y compañías eléctricas en libre ejercicio aplicados a la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A.,” Universidad de Cuenca, 2011.
- [10] Y. Monserrath and K. Verdugo, “Incidencia del programa ‘Cocción Eficiente’ en la demanda máxima unitaria para el cantón La Troncal,” Universidad de Cuenca, 2015.
- [11] MEER, “HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP) Y UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN (UC) DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA,” *Ministerio de Electricidad y Energía Renovable*. 2016.
- [12] L. Contreras and J. Córtes, “UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN,” UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA, 2013.
- [13] B. Türkay and T. Artaç, “Optimal Distribution Network Design Using Genetic

- Algorithms,” *Electr. Power Components Syst.*, vol. 33, no. 5, pp. 513–524, 2005.
- [14] V. Kumar, R. Krishan, and Y. R. Sood, “Optimization of Radial Distribution Networks Using Path Search Algorithm,” *Int. J. Electron. Electr. Eng.*, vol. 1, no. 3, pp. 182–187, 2013.
- [15] J. M. Nahman and D. M. Peric, “Optimal Planning of Radial Distribution Networks by Simulated Annealing Technique,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 790–795, May 2008.
- [16] H. Li, W. Mao, A. Zhang, and C. Li, “Electrical Power and Energy Systems An improved distribution network reconfiguration method based on minimum spanning tree algorithm and heuristic rules,” *Int. J. Electr. POWER ENERGY Syst.*, vol. 82, pp. 466–473, 2016.
- [17] S. Llamo, “Cálculo de los Parámetros Inductivos de Fase y Secuencia de las Redes de Distribución Primaria y Secundaria,” Folleto para curso de Maestría., 2002.
- [18] CENTROSUR, “Diagnóstico técnico del sistema de distribución, indicadores de pérdidas a nivel nacional,” *Cuenca, Ecuador.*, 2016. .
- [19] D. Romero and A. Vargas, “Modelo de incentivos para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en Colombia,” *Rev. Maest. Derecho econ. Bogotá*, vol. 6, no. 6 221-257, 2010.
- [20] E. Castillo and A. Pérez, “Diseño de una metodología para la reducción y control de pérdidas de energía utilizando índices sectorizados de pérdidas en alimentadores primarios para CNEL S.A. REGIONAL EL ORO,” Universidad de Cuenca, 2012.
- [21] OLADE, “Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas,” *Segunda Edición*, vol. I y II, 1993.
- [22] Norma Internacional de Contabilidad N°16, “Inmovilizado material,” *NIC*. p. 15, 2005.
- [23] V. Bejarano and E. Corona, *Normas de contabilidad en la Unión Europea*. Madrid, 2016.
- [24] F. Jiménez and C. Espinoza, *Costos industriales*, 1st ed. 2007.
- [25] H. Palacios, *Fundamentos técnicos de la matemática financiera*. Lima, Perú, 2006.

- [26] ARCONEL, "Pliego y cargos tarifarios del servicio de energía eléctrica," 2016. .
- [27] J. Olivos, "Algoritmos para caminos minimos," Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú, 2009.
- [28] R. Diestel, *Graph Theory*, 2nd ed. New York, 2000.
- [29] F. S. Roberts, *Graph Theory and Its Applications to Problems of Society*. Philadelphia, 2000.
- [30] S. Jiménez, "Productos farmacéuticos y grafos," Universidad Politécnica de Cataluña, 2014.
- [31] J. Arnold and G. Arrillaga, *Computer modelling of electrical power systems*. New Zealand, 1983.
- [32] A. García and V. Zago, "Fast decoupled power flow for distribution network," *Trans. PAS*, 1996.
- [33] M. Lin and W. Teng, "Phase-decoupled load flow method for radial and weakly-meshed distribution network," *IEE Proc. Gener. Distrib*, vol. 143, no. 1, 1996.
- [34] M. Haque, "Efficient load flow method for distribution systems with radial or mesh configuration," 2000.
- [35] R. Carvajal and S. Llamo, "Efectividad del método de flujo con recurrencia en estudios de circuitos de distribución primaria," *Ing. Energética*, vol. XXXIV, no. 1, pp. 78–87, 2013.
- [36] K. Birt, "Three phase load flow program," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. PAS 95, pp. 59–65, 1976.
- [37] R. Wasley, "Newton Raphson algorithm for 3 phase load flow," *IEE*, 1974.

## A. APÉNDICES

### A.1. SOLUCIONES DE RUTAS ÓPTIMAS MEDIANTE ALGORITMO DE DIJKSTRA

A.1.1. Soluciones de rutas óptimas generadas por el algoritmo de Dijkstra para ubicación del transformador en el nodo 10.

```
Mostrando posibles rutas optimas, iniciando en la estacion de transformacion: 10
Nodo 1 , distancia mas corta = 149.08
Nodo 2 , distancia mas corta = 99.96
Nodo 3 , distancia mas corta = 70.98
Nodo 4 , distancia mas corta = 197.36
Nodo 5 , distancia mas corta = 64.96
Nodo 6 , distancia mas corta = 232.36
Nodo 7 , distancia mas corta = 120.25
Nodo 8 , distancia mas corta = 66.38
Nodo 9 , distancia mas corta = 31.29
Nodo 10 , distancia mas corta = 0
Nodo 11 , distancia mas corta = 32.32
Nodo 12 , distancia mas corta = 66.29
Nodo 13 , distancia mas corta = 67.32
Nodo 14 , distancia mas corta = 267.36
Nodo 15 , distancia mas corta = 200.38
Nodo 16 , distancia mas corta = 96.18
Nodo 17 , distancia mas corta = 110.76
Nodo 18 , distancia mas corta = 101.29
Nodo 19 , distancia mas corta = 96.58
Nodo 20 , distancia mas corta = 300.16
Nodo 21 , distancia mas corta = 167.71
Nodo 22 , distancia mas corta = 132.71
Nodo 23 , distancia mas corta = 136.84
Nodo 24 , distancia mas corta = 287.95
Nodo 25 , distancia mas corta = 199.7
Nodo 26 , distancia mas corta = 145.76
Nodo 27 , distancia mas corta = 251.34
Nodo 28 , distancia mas corta = 181.34
Nodo 29 , distancia mas corta = 216.34
Nodo 30 , distancia mas corta = 5000

Mostrando posibles rutas optimas, partiendo de la ubicacion del transformador: 10
0
10 9 3 0
10 9 3 0 1
10 11 5 2
10 9 3
10 9 3 0 1 4
10 11 5
10 9 3 0 1 4 6
10 9 8 16 7
10 9 8
10 9
10
10 11
10 9 12
10 11 13
10 9 3 0 1 4 6 14
10 9 8 16 22 21 15
10 9 8 16
10 9 8 16 17
10 9 12 18
10 11 13 19
10 9 3 0 1 4 6 14 20
10 9 8 16 22 21
10 9 8 16 22
10 9 12 18 23
10 9 8 16 17 26 28 29 27 24
10 9 8 16 22 21 25
10 9 8 16 17 26
10 9 8 16 17 26 28 29 27
10 9 8 16 17 26 28
10 9 8 16 17 26 28 29
```

Figura. A.1. Rutas óptimas generadas con el algoritmo de Dijkstra Ubicación nodo 10

A.1.2. Soluciones de rutas óptimas generadas por el algoritmo de Dijkstra para ubicación del transformador en el nodo 8

```
Mostrando posibles rutas optimas, iniciando en la estacion de transformacion: 8
Nodo 1 , distancia mas corta = 88.87
Nodo 2 , distancia mas corta = 149.73
Nodo 3 , distancia mas corta = 74.78
Nodo 4 , distancia mas corta = 137.15
Nodo 5 , distancia mas corta = 131.34
Nodo 6 , distancia mas corta = 169
Nodo 7 , distancia mas corta = 53.87
Nodo 8 , distancia mas corta = 0
Nodo 9 , distancia mas corta = 35.09
Nodo 10 , distancia mas corta = 66.38
Nodo 11 , distancia mas corta = 98.7
Nodo 12 , distancia mas corta = 70.09
Nodo 13 , distancia mas corta = 133.7
Nodo 14 , distancia mas corta = 204
Nodo 15 , distancia mas corta = 134
Nodo 16 , distancia mas corta = 29.8
Nodo 17 , distancia mas corta = 44.38
Nodo 18 , distancia mas corta = 105.09
Nodo 19 , distancia mas corta = 141.84
Nodo 20 , distancia mas corta = 236.8
Nodo 21 , distancia mas corta = 101.33
Nodo 22 , distancia mas corta = 66.33
Nodo 23 , distancia mas corta = 119.58
Nodo 24 , distancia mas corta = 221.57
Nodo 25 , distancia mas corta = 133.32
Nodo 26 , distancia mas corta = 79.38
Nodo 27 , distancia mas corta = 184.96
Nodo 28 , distancia mas corta = 114.96
Nodo 29 , distancia mas corta = 149.96

Mostrando posibles rutas optimas, partiendo de la ubicacion del transformador: 8

8 9 3 0
8 16 7 1
8 9 3 0 2
8 9 3
8 16 7 1 4
8 9 10 11 5
8 16 22 21 15 6
8 16 7
8
8 9
8 9 10
8 9 10 11
8 9 12
8 9 10 11 13
8 16 22 21 15 6 14
8 16 22 21 15
8 16
8 16 17
8 9 12 18
8 9 12 18 19
8 16 22 21 15 6 14 20
8 16 22 21
8 16 22
8 16 17 26 23
8 16 17 26 28 29 27 24
8 16 22 21 25
8 16 17 26
8 16 17 26 28 29 27
8 16 17 26 28
8 16 17 26 28 29
```

Figura B.1. Rutas óptimas generadas con el algoritmo de Dijkstra Ubicación nodo 8

A.1.3. Soluciones de rutas óptimas generadas por el algoritmo de Dijkstra para ubicación del transformador en el nodo 16

```
Mostrando posibles rutas optimas, iniciando en la estacion de transformacion: 16
Nodo 1 , distancia mas corta = 59.07
Nodo 2 , distancia mas corta = 142.12
Nodo 3 , distancia mas corta = 104.58
Nodo 4 , distancia mas corta = 107.35
Nodo 5 , distancia mas corta = 161.14
Nodo 6 , distancia mas corta = 139.2
Nodo 7 , distancia mas corta = 24.07
Nodo 8 , distancia mas corta = 29.8
Nodo 9 , distancia mas corta = 64.89
Nodo 10 , distancia mas corta = 96.18
Nodo 11 , distancia mas corta = 128.5
Nodo 12 , distancia mas corta = 99.89
Nodo 13 , distancia mas corta = 163.5
Nodo 14 , distancia mas corta = 174.2
Nodo 15 , distancia mas corta = 104.2
Nodo 16 , distancia mas corta = 0
Nodo 17 , distancia mas corta = 14.58
Nodo 18 , distancia mas corta = 125.33
Nodo 19 , distancia mas corta = 162.08
Nodo 20 , distancia mas corta = 207
Nodo 21 , distancia mas corta = 71.53
Nodo 22 , distancia mas corta = 36.53
Nodo 23 , distancia mas corta = 89.78
Nodo 24 , distancia mas corta = 191.77
Nodo 25 , distancia mas corta = 103.52
Nodo 26 , distancia mas corta = 49.58
Nodo 27 , distancia mas corta = 155.16
Nodo 28 , distancia mas corta = 85.16
Nodo 29 , distancia mas corta = 120.16

Mostrando posibles rutas optimas, partiendo de la ubicacion del transformador: 16
16 7 1 0
16 7 1
16 7 1 0 2
16 8 9 3
16 7 1 4
16 8 9 10 11 5
16 22 21 15 6
16 7
16 8
16 8 9
16 8 9 10
16 8 9 10 11
16 8 9 12
16 8 9 10 11 13
16 22 21 15 6 14
16 22 21 15
16
16 17
16 17 26 23 18
16 17 26 23 18 19
16 22 21 15 6 14 20
16 22 21
16 22
16 17 26 23
16 17 26 28 29 27 24
16 22 21 25
16 17 26
16 17 26 28 29 27
16 17 26 28
16 17 26 28 29
```

Figura C.1. Rutas óptimas generadas con el algoritmo de Dijkstra Ubicación nodo 16



A.1.4. Soluciones de rutas óptimas generadas por el algoritmo de Dijkstra para ubicación del transformador en el nodo 28 zona rural

```
Mostrando los posibles caminos partiendo de la ubicacion del transformador: 28
28 27 26 19 10 3 2 1 0
28 27 26 19 10 3 2 1
28 27 26 19 10 3 2
28 27 26 19 10 3
28 27 26 19 10 3 4
28 27 26 19 10 3 4 5
28 27 26 19 10 3 4 5 6
28 27 26 19 10 3 4 5 6 7
28 27 26 19 10 3 4 5 6 7 8
28 27 26 19 10 3 4 5 6 7 8 9
28 27 26 19 10
28 27 26 19 10 11
28 27 26 19 10 11 12
28 27 26 19 10 11 13
28 27 26 19 10 11 13 14
28 27 26 19 10 11 13 15
28 27 26 19 10 16
28 27 18 17
28 27 18
28 27 26 19
28 27 26 19 20
28 27 26 19 20 21
28 27 26 19 20 21 22
28 27 26 19 20 23
28 27 26 19 20 23 24
28 27 26 19 20 23 24 25
28 27 26
28 27
28
28 29
28 29 31 32 30
28 29 31
28 29 31 32
28 29 31 32 33
28 29 31 32 33 34
28 29 31 32 33 34 35
28 29 31 32 36
28 29 31 32 36 38 39 37
28 29 31 32 36 38
28 29 31 32 36 38 39
28 29 31 32 36 38 39 40
28 29 31 32 36 38 39 41
28 29 31 32 36 38 39 41 42
28 29 31 32 36 38 39 41 43
28 29 31 32 36 38 39 41 44
28 29 31 32 36 38 39 41 44 45
28 29 31 32 36 38 39 46
28 29 31 32 36 38 39 46 47
28 29 31 32 36 38 39 46 48
28 27 18 17 58 52 51 50 49
28 27 18 17 58 52 51 50
28 27 18 17 58 52 51
28 27 18 17 58 52
28 27 18 17 58 52 53
28 27 18 17 58 52 53 54
28 27 18 17 58 52 53 55
28 27 18 17 58 52 53 55 56
28 27 26 19 10 11 13 15 57
28 27 18 17 58
28 27 18 17 58 59
```

Figura D.1. Rutas óptimas generadas con el algoritmo de Dijkstra Ubicación nodo 28

## A.2. Datos de la demanda de consumo perteneciente a cada usuario que se involucra en la zona de estudio

### A.2.1. Datos de transformadores zona urbana

LISTADO DE CLIENTES DEL PUESTO TRANSFDISTRIBUCION #28376			
N°	Código Cliente	kW Mes	P(t) [kWh]
1	3452661	133	0,554
2	1236223	161	0,671
3	3685021	116	0,483
4	1536523	50	0,208
5	1446095	142	0,592
6	1698299	85	0,354
7	3878865	61	0,254
8	1493204	172	0,717
9	1916014	162	0,675
10	1536515	117	0,488
11	3685039	179	0,746
12	1827252	108	0,450
13	2111680	112	0,467
14	1400878	249	1,038

LISTADO DE CLIENTES DEL PUESTO TRANSFDISTRIBUCION #19468, 19465, 19467							
N°	Código Cliente	kW Mes	P(t) [kWh]	N°	Código Cliente	kW Mes	P(t) [kWh]
1	3481918	234	0,9750	31	3818796	137	0,5708
2	1699248	123	0,5125	32	258954	132	0,5500
3	1913482	131	0,5458	33	258376	276	1,1500
4	1453158	0	0,0000	34	258871	143	0,5958
5	1699230	228	0,9500	35	4348587	156	0,6500
6	258889	152	0,6333	36	259036	162	0,6750
7	258913	122	0,5083	37	2086957	166	0,6917
8	259069	134	0,5583	38	258897	0	0,0000
9	258962	76	0,3167	39	258970	81	0,3375
10	4395653	22	0,0917	40	259051	194	0,8083
11	258350	0	0,0000	41	258905	130	0,5417
12	258988	148	0,6167	42	258392	125	0,5208
13	259028	127	0,5292	43	1412550	18	0,0750
14	3828753	233	0,9708	44	4732608	113	0,4708
15	258939	181	0,7542	45	1904747	66	0,2750
16	258921	216	0,9000	46	1527639	147	0,6125
17	4846283	155	0,6458	47	1759893	112	0,4667
18	3917754	63	0,2625	48	2004091	178	0,7417
19	259077	211	0,8792	49	3802618	171	0,7125
20	4395661	139	0,5792	50	3839479	116	0,4833
21	3429966	93	0,3875	51	3643277	82	0,3417

22	258384	71	0,2958	52	3643285	165	0,6875
23	3444064	107	0,4458	53	3036753	127	0,5292
24	1699255	99	0,4125	54	2002764	327	1,3625
25	5028634	118	0,4917	55	3832870	180	0,7500
26	1175579	9	0,0375	56	3471240	89	0,3708
27	4761912	87	0,3625	57	3471232	79	0,3292
28	1913490	100	0,4167	58	2093714	106	0,4417
29	4869483	2	0,0083	59	1972892	121	0,5042
30	258368	283	1,1792		3818796	137	0,5708

LISTADO DE CLIENTES DEL PUESTO TRANSFDISTRIBUCION #20812							
N°	Código Cliente	kW Mes	P(t) [kWh]	N°	Código Cliente	kW Mes	P(t) [kWh]
1	258202	74	0,308	23	258079	537	2,238
2	4235347	379	1,579	24	258111	28	0,117
3	3213014	84	0,350	25	1771807	154	0,642
4	4374369	347	1,446	26	2055168	3	0,013
5	1771815	46	0,192	27	4647046	0	0,000
6	4235354	377	1,571	28	2037166	177	0,738
7	258178	135	0,563	29	1798560	36	0,150
8	258095	791	3,296	30	4988887	397	1,654
9	258186	226	0,942	31	256339	125	0,521
10	258087	194	0,808	32	256321	247	1,029
11	1686013	203	0,846	33	4067997	0	0,000
12	258152	165	0,688	34	2032761	269	1,121
13	2037158	0	0,000	35	4587556	31	0,129
14	258160	372	1,550	36	4587564	80	0,333
15	258053	61	0,254	37	4160628	62	0,258
16	258137	206	0,858	38	3804721	491	2,046
17	258145	148	0,617	39	1708775	178	0,742
18	258103	234	0,975	40	10006710	1	0,004
19	258129	92	0,383	41	10006703	0	0,000
20	1771823	118	0,492	42	1587013	122	0,508
21	4235339	546	2,275	43	3180585	0	0,000
22	1453125	255	1,063				

LISTADO DE CLIENTES DEL PUESTO TRANSFDISTRIBUCION #28399							
N°	Código Cliente	kW Mes	P(t) [kWh]	N°	Código Cliente	kW Mes	P(t) [kWh]
1	3551603	12	0,050	26	3454543	107	0,446
2	4791034	25	0,104	27	4368742	172	0,717
3	2011302	277	1,154	28	3551629	86	0,358
4	258863	252	1,050	29	4791059	3	0,013
5	258855	183	0,763	30	259986	115	0,479
6	260018	123	0,513	31	3551595	48	0,200
7	3161122	82	0,342	32	4791026	137	0,571
8	3416120	147	0,613	33	259994	67	0,279
9	258830	113	0,471	34	258848	154	0,642
10	1911833	116	0,483	35	1506906	258	1,075

11	1753193	144	0,600	36	3353943	72	0,300
12	1141860	50	0,208	37	1497478	0	0,000
13	2052264	3	0,013	38	4724167	126	0,525
14	4396404	0	0,000	39	2016111	179	0,746
15	3551611	329	1,371	40	3139276	57	0,238
16	2032779	150	0,625	41	3088424	123	0,513
17	1935212	118	0,492	42	3056629	53	0,221
18	3036712	107	0,446	43	2123024	361	1,504
19	4344511	114	0,475	44	1870732	213	0,888
20	260000	48	0,200	45	1434778	103	0,429
21	3083771	202	0,842	46	3104106	128	0,533
22	3299559	167	0,696	47	4897740	510	2,125
23	3551637	90	0,375	48	1293794	123	0,513
24	4791042	13	0,054	49	3237781	55	0,229
25	3286127	0	0,000				

LISTADO DE CLIENTES DEL PUESTO TRANSFDISTRIBUCION #28516							
N°	Código Cliente	kW Mes	P(t) [kWh]	N°	Código Cliente	kW Mes	P(t) [kWh]
1	258814	326	1,358	19	3565645	0	0,000
2	1755917	139	0,579	20	1951524	62	0,258
3	258798	328	1,367	21	258749	167	0,696
4	258681	55	0,229	22	258673	112	0,467
5	258822	150	0,625	23	258731	136	0,567
6	258632	113	0,471	24	258764	40	0,167
7	4175964	96	0,400	25	258665	155	0,646
8	258756	156	0,650	26	258772	157	0,654
9	4968921	67	0,279	27	258780	123	0,513
10	1759950	196	0,817	28	2004109	116	0,483
11	1243211	53	0,221	29	2107191	135	0,563
12	258707	86	0,358	30	2044840	266	1,108
13	258657	299	1,246	31	1681824	65	0,271
14	258723	278	1,158	32	1681816	46	0,192
15	1243336	58	0,242	33	3617792	36	0,150
16	258624	239	0,996	34	3617800	163	0,679
17	258699	42	0,175	35	199349	208	0,867
18	258640	144	0,600	36	3028891	118	0,492

LISTADO DE CLIENTES DEL PUESTO TRANSFDISTRIBUCION #28519							
N°	Código Cliente	kW Mes	P(t) [kWh]	N°	Código Cliente	kW Mes	P(t) [kWh]
1	258400	45	0,188	21	1453141	257	1,071
2	258418	113	0,471	22	2025351	4	0,017
3	258426	444	1,850	23	2118800	0	0,000
4	258434	160	0,667	24	3515327	39	0,163
5	258442	196	0,817	25	3558335	18	0,075
6	258475	209	0,871	26	3558343	177	0,738
7	258483	28	0,117	27	3558350	60	0,250
8	258491	137	0,571	28	3575057	349	1,454

9	258509	208	0,867	29	3710902	213	0,888
10	258517	134	0,558	30	3818986	174	0,725
11	5258525	269	1,121	31	4096574	95	0,396
12	59306914	177	0,738	32	4165460	146	0,608
13	258541	65	0,271	33	4390274	238	0,992
14	258558	205	0,854	34	4501284	34	0,142
15	258566	120	0,500	35	4528469	54	0,225
16	258574	22	0,092	36	4528485	97	0,404
17	258582	0	0,000	37	4550166	7	0,029
18	258590	96	0,400	38	4656831	136	0,567
19	258608	219	0,913	39	10006114	162	0,675
20	258616	210	0,875				

### A.2.2. Datos de transformadores zona rural

LISTADO DE CLIENTES DEL PUESTO TRANSFDISTRIBUCION #4305							
N°	Código Cliente	kW Mes	P(t) [kWh]	N°	Código Cliente	kW Mes	P(t) [kWh]
1	4359634	0	0,0000	17	1624717	1	0,0042
2	1093285	34	0,1417	18	1814888	54	0,2250
3	3927431	174	0,7250	19	3849718	0	0,0000
4	1093236	64	0,2667	20	3536653	77	0,3208
5	3849692	0	0,0000	21	1093277	81	0,3375
6	1628858	80	0,3333	22	3505716	0	0,0000
7	3849726	0	0,0000	23	1093251	0	0,0000
8	1478635	34	0,1417	24	1490200	59	0,2458
9	4190971	108	0,4500	25	1904804	54	0,2250
10	3849742	1	0,0042	26	10000349	37	0,1542
11	4039145	62	0,2583	27	1093244	0	0,0000
12	3583317	0	0,0000	28	4827713	0	0,0000
13	1123165	72	0,3000	29	1093269	195	0,8125
14	3849734	13	0,0542	30	3849684	26	0,1083
15	1093228	164	0,6833	31	1093301	59	0,2458
16	4448874	0	0,0000	32	1821255	69	0,2875

LISTADO DE CLIENTES DEL PUESTO TRANSFDISTRIBUCION #16214							
N°	Código Cliente	kW Mes	P(t) [kWh]	N°	Código Cliente	kW Mes	P(t) [kWh]
1	3486180	5	0,021	13	3658796	31	0,129
2	1092865	191	0,796	14	1092766	0	0,000
3	5037536	0	0,000	15	1092790	82	0,342
4	4195418	21	0,088	16	1092774	91	0,379
5	3486073	88	0,367	17	3919065	79	0,329
6	1209931	47	0,196	18	1411735	0	0,000
7	3486198	35	0,146	19	1411768	88	0,367
8	1092758	2	0,008	20	3486081	80	0,333
9	1092782	234	0,975	21	3015880	17	0,071
10	3218567	20	0,083	22	3036449	97	0,404

11	1094846	0	0,000	23	1233378	32	0,133
12	3846896	15	0,063				

<b>LISTADO DE CLIENTES DEL PUESTO TRANSFDISTRIBUCION #15444</b>			
<b>N°</b>	<b>Código Cliente</b>	<b>kW Mes</b>	<b>P(t) [kWh]</b>
1	1094853	0	0,000
2	1698331	95	0,396
3	4979597	66	0,275
4	1094861	41	0,171
5	1092808	101	0,421
6	1094879	83	0,346
7	1094887	6	0,025
8	3486115	0	0,000
9	4447264	87	0,363
10	1507086	41	0,171
11	3486156	0	0,000
12	3624418	78	0,325
13	4192977	0	0,000
14	1092816	69	0,288

<b>LISTADO DE CLIENTES DEL PUESTO TRANSFDISTRIBUCION #15444</b>			
<b>N°</b>	<b>Código Cliente</b>	<b>kW Mes</b>	<b>P(t) [kWh]</b>
1	3486248	34	0,142
2	1644137	50	0,208
3	4596813	90	0,375
4	1253806	41	0,171
5	4485231	14	0,058
6	4875431	4	0,017
7	4875423	77	0,321
8	1253814	86	0,358
9	1253822	24	0,100
10	1450998	34	0,142
11	1708858	8	0,033
12	3486099	0	0,000
13	3170974	15	0,063
14	3486164	0	0,000