

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



TEMA:

**CÁLCULO INTEGRAL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL
ALIMENTADOR AJAVÍ No.4 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA
REGIONAL NORTE S.A. PARA LA DETERMINACIÓN DE
PORCENTAJES POR ETAPA FUNCIONAL**

Trabajo de Grado previo a la obtención del título de Ingeniera Eléctrica

AUTOR (A):

Evelyn Tatiana Encalada Moreira

DIRECTOR (A):

Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz MSc.

Ibarra, 2024



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	2300836877		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Encalada Moreira Evelyn Tatiana		
DIRECCIÓN:	Ibarra		
EMAIL:	etencaladam@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	(02) 616522	TELÉFONO MÓVIL:	0969072435

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Cálculo integral de pérdidas de energía en el alimentador Ajaví No.4 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S. A. para la determinación de porcentajes por etapa funcional.
AUTOR (ES):	Encalada Moreira Evelyn Tatiana
FECHA DE APROBACIÓN: DD/MM/AAAA	22/07/2024
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniera Eléctrica
ASESOR /DIRECTOR:	PhD. Gerardo Collaguazo Ing. Hernán Pérez, MSc.

2. CONSTANCIAS

El autor (es) manifiesta (n) que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es (son) el (los) titular (es) de los derechos patrimoniales, por lo que asume (n) la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá (n) en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 22 días del mes de julio de 2024

EL AUTOR:

Encalada Moreira Evelyn Tatiana



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE ELECTRICIDAD



CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

Yo, Segundo Hernán Pérez Cruz en calidad de director de la señorita estudiante Encalada Moreira Evelyn Tatiana certifico que, ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: “Cálculo integral de pérdidas de energía en el alimentador Ajaví No.4 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S. A. para la determinación de porcentajes por etapa funcional”.

Para la obtención del título de Ingeniera Eléctrica, aprobado la defensa, impresión y empastado.

.....
MSc. Segundo Hernán Pérez Cruz

DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**CARRERA DE ELECTRICIDAD****DEDICATORIAS**

Le dedico este trabajo a mi hermano Brayán, cuyo apoyo constante ha sido mi fuente de inspiración en este camino académico, este logro también es de él.

A mis padres, Carmen y Flavio, por su amor incondicional, sacrificios y enseñanzas, que han forjado mi carácter y determinación.

A mis abuelos Celso, América y Florida, cuyo amor y oraciones siempre me han motivado a avanzar. Y a mi abuelito Antonio, que, aunque ahora es una estrella en el cielo, su memoria continúa siendo una fuente de fortaleza y amor.

Y a mis hermanitos, Andy, David y María José, cuya alegría y cariño me han brindado fuerzas en los momentos más difíciles, ustedes son mi motor.

A todos ustedes, con gratitud y amor eterno.

**AGRADECIMIENTOS**

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mi hermano Brayan por ser mi soporte, mi ejemplo a seguir y por cada “estoy orgulloso de ti”, sin su apoyo emocional y económico esto no habría sido posible.

Al Ing. Hernán Pérez por su invaluable guía y apoyo en la elaboración de este trabajo. Su conocimiento y dedicación han sido fundamentales para alcanzar este logro. A su esposa, Clara Erazo, por su hospitalidad y compañía durante este proceso, permitiéndome contar con el tiempo y el espacio necesarios para concentrarme en mis estudios.

A mi asesor de tesis, PhD. Gerardo Collaguazo por su orientación y por el tiempo dedicado a este trabajo de grado.

A mi tío José Moreira, que me apoyo en mis primeros años de estudio y siempre estuvo pendiente de mí.

Y a mis amigos, Alexis, Esteban, Javier, Jonatan y Alejandra, por su compañía, apoyo y amistad incondicional. Gracias por estar siempre presentes y por hacer de esta carrera una maravillosa aventura.



INDICE DE CONTENIDOS

CAPITULO I	12
INTRODUCCIÓN	12
1.1 Problema de investigación.	12
1.1.1 Problemática a investigar.....	12
1.1.2. Formulación de la pregunta de investigación	13
1.2 Objetivos	13
1.2.1. Objetivo general	13
1.2.2. Objetivos específicos.....	13
1.3 Alcance y delimitación.....	13
1.4 Justificación.....	14
CAPÍTULO II.....	15
MARCO TEÓRICO.....	15
2.1 Antecedentes	15
2.2 Bases teóricas	18
2.2.1. Sistemas de distribución eléctrica.....	18
2.2.2. Características de la carga.....	24
2.2.3. Pérdidas de energía eléctrica.....	27
2.2.4. Metodologías de cálculo de pérdidas de energía en alimentadores	31
CAPÍTULO III.....	34
MATERIALES Y MÉTODOS	34
3.1. Descripción técnica del Alimentador Ajaví No. 4	34
3.2. Metodología	36
3.3. Procedimiento.....	37
3.4. Materiales	39
3.4.1. CymeDist.....	39
3.4.2. Sistema de Medición Comercial (SISMEC)	40
3.4.3. AEs especificaciones técnicas del alimentador Ajaví No. 4	41
3.4.4. Pérdidas de energía en los alimentadores primarios	42
3.4.5. Pérdidas totales del alimentador	49



3.3. Procedimiento y análisis de datos.	50
3.3.1. Recopilación de datos	50
CAPITULO IV.....	59
RESULTADOS Y ANÁLISIS	59
4.1. Cálculo de pérdidas de potencia mediante la modelación del alimentador.....	59
4.3. Métodos aplicados.....	61
4.3.1. Cálculo de pérdidas mediante el método de Mentor Poveda.....	61
4.3.2. Cálculo de pérdidas mediante el método de Samuel Ramírez Castaño.....	64
4.3.3. Cálculo de pérdidas mediante el método de relación de factor de carga y factor de pérdidas.....	66
4.3.4. Resultados finales	69
4.3.5. Cálculo de pérdidas no técnicas del alimentador Ajaví No.4.....	70
Conclusiones	71
Recomendaciones	72
Referencias bibliográficas.....	73
Anexos	76



INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de una red de distribución radial. [11].....	20
Figura 2. Diagrama de una red de distribución en anillo [12]	21
Figura 3. Diagrama de una red de distribución mallada [13]	22
Figura 4. Efecto Joule. [23]	30
Figura 5. Alimentador Ajaví 10/12,5 MVA a 69kV/13,8 kV	35
Figura 6. Ubicación georreferenciada de la subestación Ajaví	36
Figura 7. Transformador con carga concentrada antes de la modelación.....	51
Figura 8. Vista imbricada de un transformador monofásico de 15kVA.....	51
Figura 9. Red secundaria de un transformador monofásico de 15kVA.....	52
Figura 10. Datos técnicos de un transformador	52
Figura 11. Datos técnicos de una red secundaria.....	53
Figura 12. Datos técnicos de una acometida.....	54
Figura 13. Creación de una red para acometidas	55
Figura 14. Características de los medidores	55
Figura 15. Características del alumbrado público	56
Figura 16. Tensiones del equivalente de fuente.....	57
Figura 17. Demanda de la red	57
Figura 18. Método de cálculo	58
Figura 19. Relajación de las restricciones	58
Figura 20. Redes de estudio.....	58
Figura 21. Red de bajo voltaje de un transformador monofásico de 25kVA de capacidad....	59



INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características del transformador de potencia de la subestación Ajaví.....41

Tabla 2. Características técnicas del alimentador Ajaví No. 4.41

Tabla 3. Reporte detallado de las pérdidas de potencia por etapa funcional (kW).....60

Tabla 4. Resultado de pérdidas de energía mediante el método de Mentor Poveda.....64

Tabla 5. Resultado de pérdidas de energía por el método de Samuel Ramírez Castaño66

Tabla 6. Resultado de pérdidas de energía por el método de relación de factor de carga y factor de pérdidas.....68

Tabla 7. Resultados de la energía de pérdidas en cada etapa funcional.....69

**RESUMEN**

Las pérdidas de energía están presentes en cada etapa del sistema eléctrico, desde la generación hasta la distribución final, determinarlas ayuda a evaluar la eficiencia del mismo e identificar si dichas pérdidas son técnicas o no técnicas para de esta manera tomar decisiones acertadas e informadas de ser necesario. El presente trabajo de grado se enfocó en el análisis de pérdidas energéticas por cada etapa funcional de la red de bajo voltaje del alimentador Ajaví No.4 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. para establecer el porcentaje de las mismas apoyándose en la investigación, la simulación de procesos y haciendo uso de metodologías de cálculo. Las etapas funcionales de la red de bajo voltaje son: transformadores, red secundaria, acometidas, medidores y alumbrado público; las pérdidas de energía calculadas en cada etapa funcional son denominadas pérdidas técnicas. Para la obtención de las pérdidas no técnicas se realizó una diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas. Las pérdidas totales de energía se obtienen a su vez de la diferencia entre la energía suministrada y la energía consumida.

Palabras clave: Mentor Poveda, Samuel Ramírez Castaño, Método OLADE, cálculo de pérdidas.



ABSTRACT

Energy losses are present at every stage of the electrical system, from generation to final distribution. Determining these losses helps evaluate the system's efficiency and identify whether they are technical or non-technical losses, thus making well-informed decisions if necessary. This thesis focused on analyzing energy losses for each functional stage of the low-voltage network of feeder Ajaví No.4 operated by Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. The study aimed to establish the percentage of these losses through research, process simulation, and calculation methodologies. The functional stages of the low-voltage network include transformers, secondary network, service connections, meters, and public lighting; energy losses calculated at each stage are termed technical losses. Non-technical losses were derived by subtracting technical losses from total losses, which are obtained from the difference between supplied and consumed energy.

Keywords: Mentor Poveda, Samuel Ramírez Castaño, OLADE Method, Calculation of losses



CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

Tema

Cálculo integral de pérdidas de energía en el alimentador Ajaví No.4 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S. A. para la determinación de porcentajes por etapa funcional.

El problema

1.1 Problema de investigación.

A continuación, se detallará la problemática tomada en cuenta para el desarrollo de la presente investigación.

1.1.1 Problemática a investigar.

Las pérdidas de energía en sistemas eléctricos de potencia son un problema significativo que afecta los costos para la empresa. En el sistema eléctrico de EmelNorte el porcentaje de pérdidas de energía total ha experimentado un aumento del 9,10% al 12,11% entre los años 2019 y 2022. [1]

En un alimentador primario existen las siguientes etapas funcionales: red primaria, transformador de distribución, redes secundarias, acometidas, medidores y alumbrado público.

En estudios realizados en alimentadores primarios de la red EmelNorte se establecen porcentajes de pérdidas por cada una de las etapas funcionales, sin embargo, se asumen las pérdidas en bajo voltaje en redes secundarias, acometidas, medidores y alumbrado público, es decir, actualmente no se dispone de un análisis detallado de pérdidas de energía en bajo voltaje.



1.1.2. Formulación de la pregunta de investigación

¿Cómo realizar un cálculo integral de pérdidas de energía en el alimentador Ajaví No. 4 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S. A. para determinar porcentajes por etapa funcional?

1.2 Objetivos

1.2.1. Objetivo general

- Calcular las pérdidas integrales de energía eléctrica en el alimentador Ajaví No. 4 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. para la determinación del porcentaje de pérdidas por etapa funcional mediante la modelación de la red eléctrica en bajo voltaje.

1.2.2. Objetivos específicos

- Analizar las metodologías de cálculo para determinar las pérdidas en alimentadores de distribución eléctrica.
- Modelar el alimentador Ajaví No. 4 para establecer las pérdidas de potencia a demanda máxima por etapa funcional.
- Determinar las pérdidas de energía del Alimentador Ajaví No. 4.

1.3 Alcance y delimitación

Para la obtención del porcentaje de pérdidas por etapa funcional se migrará de la base de datos en ArcGIS al software Cymdist de las etapas funcionales en medio voltaje y de los transformadores de distribución para calcular las pérdidas técnicas en el alimentador Ajaví No. 4. Se realizará el modelamiento manual de las redes de bajo voltaje en Cymdist debido a que aún no existe una interfaz en la base de datos para esta la etapa funcional. El modelamiento de las redes en bajo voltaje se llevará a cabo mediante el levantamiento de información en campo



de las redes secundarias, acometidas, medidores y alumbrado público. Se usará una interfaz del software Cymdist adquirida recientemente por Emelnorte para calcular las pérdidas técnicas en bajo voltaje posterior al modelamiento manual. EmelNorte proporcionará la herramienta informática Cymdist con la cual realiza la modelación de las redes eléctricas, la información técnica de la configuración de las redes y los datos técnicos de los equipos de la GeoDatabase en ArcGIS además de los registros cuarto horario del sistema de medición en la cabecera del alimentador; con esta información se obtendrá la potencia de pérdidas a demanda máxima, y con la metodología adecuada se calculará la pérdidas de potencia en los demás intervalos de tiempo, finalmente se obtendrá las pérdidas de energía totales del alimentador.

Para obtener las pérdidas técnicas totales de energía, se restará de energía registrada por el sistema de medición en la cabecera del alimentador, la facturada a los abonados, datos que se obtendrán del sistema comercial EmelNorte. Se calculará las pérdidas técnicas de energía en cada etapa funcional: red primaria, transformadores de distribución, red secundaria, acometidas, medidores y alumbrado público; las pérdidas no técnicas de energía se las obtendrá restando de las pérdidas totales, las pérdidas técnicas.

1.4 Justificación

Para la elaboración de este trabajo de grado se hace uso del convenio de cooperación interinstitucional macro entre la Empresa Eléctrica Regional Norte y la Universidad Técnica del Norte que permite a los estudiantes de la universidad realizar trabajos de grado relacionados con el Sector Eléctrico, más específicamente en el área de distribución eléctrica.

La presente investigación permitirá obtener un porcentaje exacto de pérdidas de energía en la etapa funcional de bajo voltaje, situación que posibilita realizar una comparativa entre



dichos porcentajes calculados y los porcentajes asumidos por la empresa para evaluar su diferencia y posibles efectos adversos al sistema eléctrico.

Esta investigación es importante debido a que, al realizar un análisis detallado de las pérdidas de energía en el alimentador Ajaví No. 4 y poseer datos precisos, proporciona información valiosa para la toma de decisiones sobre cómo mejorar su sistema eléctrico en bajo voltaje en caso de ser requerido, así como también, identificar los principales factores que contribuyen a estas pérdidas, como por ejemplo, el hurto de energía, perteneciente a las pérdidas no técnicas y de esta manera establecer un mecanismo de recuperación.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Uno de los pilares fundamentales del desarrollo económico y social de cualquier país es el sector eléctrico. En Ecuador, la empresa EmelNorte es una de las principales empresas eléctricas encargadas de la generación, transmisión y distribución de electricidad en la región norte del país. Sin embargo, como ocurre en muchos sistemas eléctricos, la pérdida de energía durante la transmisión y distribución es un problema importante. Dichas pérdidas se clasifican en pérdidas técnicas y no técnicas.

Las pérdidas técnicas representan las pérdidas en la transmisión y distribución de la energía eléctrica relacionadas con los equipos y elementos eléctricos utilizados en los sistemas eléctricos de potencia como por ejemplo pérdidas en el transformador con carga y en vacío, pérdidas por corrientes parasitas de Foucault y pérdidas en las líneas. [2]



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



Las pérdidas de energía eléctrica no técnicas constituyen uno de los principales desafíos que enfrenta el sector eléctrico, especialmente las empresas distribuidoras tanto a nivel nacional como internacional. En términos simples, estas pérdidas se refieren a la energía suministrada pero no facturada, y se originan principalmente debido a errores en la medición y facturación, así como a la manipulación de los equipos de medición por parte de los clientes, lo cual impide un registro preciso de los consumos de energía. Estas pérdidas no técnicas tienen un impacto económico significativo en las empresas distribuidoras. [3]

Según las directrices establecidas por el Ministerio de Energías y Recursos Renovables y No Renovables (MERNRR), las compañías de distribución deben llevar a cabo iniciativas destinadas a elevar la confiabilidad de su sistema eléctrico, disminuir las pérdidas y mejorar la calidad del servicio eléctrico. [4]

Dentro de la organización de EMELNORTE, se encuentra la unidad de Estudios Eléctricos, la cual tiene la responsabilidad de modelar el sistema de subtransmisión y calcular las pérdidas técnicas presentes en el sistema de distribución eléctrica. Esto se lleva a cabo con el fin de obtener resultados que ayuden a la empresa a determinar tanto las pérdidas de energía como las pérdidas económicas que surgen en los alimentadores. Estas pérdidas son inevitables y se refieren a la energía consumida por los equipos relacionados con los procesos de generación, transmisión y distribución de energía, la cual no se factura y ocasiona pérdidas económicas para la empresa. [4]

Según el argumento de Jiménez, Serebrisky y Mercado, las pérdidas de energía eléctrica son un problema generalizado en la región, lo que resulta en un alto costo. [5]

Cerca de la mitad de los países en América Latina y el Caribe (ALC) tienen pérdidas de electricidad superiores al promedio del 17%. El costo anual de estas pérdidas se estima en



un rango de entre US\$11,000 y US\$17,000 millones en 2012, lo que equivale a entre el 0.19% y el 0.3% del Producto Bruto Interno (PBI) de la región. Sin embargo, estas cifras probablemente subestiman el verdadero impacto, ya que no incluyen los subsidios a los precios de la electricidad ni los costos ambientales relacionados con estas pérdidas. A pesar de esto, las pérdidas suponen una carga financiera significativa para las empresas eléctricas y un alto costo de oportunidad para la sociedad en general. En algunos países, las pérdidas representan hasta un tercio de la electricidad suministrada a los usuarios finales, lo que elimina toda posibilidad de que los sistemas de energía eléctrica sean sostenibles desde el punto de vista financiero. [5]

OLADE y el Banco Mundial realizaron en 1990 un diagnóstico detallado de la situación del subsector eléctrico de todos los países de América Latina y el Caribe y entre otras cosas encontraron que las pérdidas totales de energía eran altas y que hacía falta desarrollar esfuerzos específicos para reducirlas y controlarlas. Como un aporte a la solución del problema la Organización desarrolló el “Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas” que sirve de base para los programas que se desarrollan en varios países de la región. [6]

En el Ecuador, el sistema nacional de transmisión (SNT) durante el periodo 2013-2022 presentó un incremento en la energía recibida de 18.089,07 GWh a 28.684,62 GWh, esto significó un aumento del 58,57 % en los últimos diez años. Las pérdidas en el SNT pasaron de 544,87 GWh, 3,01 % en el 2013 a 883,76 GWh, 3,08 % en el 2022, es decir, las subestaciones que forman parte del SNT recibieron 28.684,62 GWh y entregaron 27.664,95 GWh; se registraron 883,76 GWh de pérdidas totales, que representaron el 3,08 % del total. El porcentaje más alto se registró en el mes de marzo del 2022 con un valor de 3,44 %, mientras que las



pérdidas de energía totales de los sistemas de distribución en el 2022, fueron 3.662,60 GWh; con respecto al 2013, existió un incremento de 1.197,34 GWh. Porcentualmente, en el 2022 las pérdidas en el sistema de distribución fueron 13,25 %, lo que representó un incremento de 0,63 puntos porcentuales con relación al 2013 (12,62 %). EmelNorte presentó pérdidas de energía comprendidas el mismo rango, que van desde el 11,16% en el 2013 al 12,11% en el 2022. [7]

2.2 Bases teóricas

2.2.1. Sistemas de distribución eléctrica

Las redes de distribución constituyen una componente de alta relevancia dentro de los sistemas de potencia, debido a que su función es la de dispersar y distribuir la energía generada entre los usuarios que se encuentran ubicados en extensos territorios. En este sentido, la generación de energía se lleva a cabo en grandes bloques concentrados en plantas de gran capacidad, mientras que la distribución abarca amplias áreas geográficas con cargas de diversas magnitudes. Esta característica implica que el sistema de distribución sea aún más complejo que el propio sistema de potencia en sí. [8]

La etapa final del suministro de electricidad a los usuarios finales es conocida como distribución de electricidad. Esta etapa se compone típicamente de líneas eléctricas, estaciones de transformación y cableado de distribución de bajo voltaje. Desde el punto de vista de la ingeniería, la definición de un sistema de distribución incluye los siguientes elementos: [9]

- Subestación principal de potencia
- Sistema de sub-transmisión
- Subestación de distribución
- Alimentadores primarios



- Transformadores de distribución secundarios
- Red de Bajo Voltaje
- Acometidas y Medidores

2.2.1.1. Topología de la red eléctrica

La principal característica de los sistemas de subtransmisión es la topología, es decir, como fue diseñado e interconectado el sistema. Esta decisión es tomada por la empresa de transmisión o distribución encargada de la obra. Las topologías más conocidas son: sistema radial, sistema en anillo y sistema mallado.

a) Sistema radial

Los sistemas radiales se caracterizan por tener una configuración en la cual la corriente fluye a lo largo de un único camino hasta llegar a la carga. Aunque estos sistemas pueden ofrecer ventajas en términos de costos de inversión, facilidad de operación y mantenimiento, presentan algunas limitaciones significativas. Debido a su estructura unidireccional, los sistemas radiales experimentan pérdidas de potencia y considerables caídas de voltaje a distancias largas. Además, su confiabilidad disminuye, ya que cualquier falla en la parte inicial del sistema resultará en la desenergización de todas las cargas ubicadas aguas abajo. [10]

En la siguiente figura podemos observar la configuración radial de un sistema

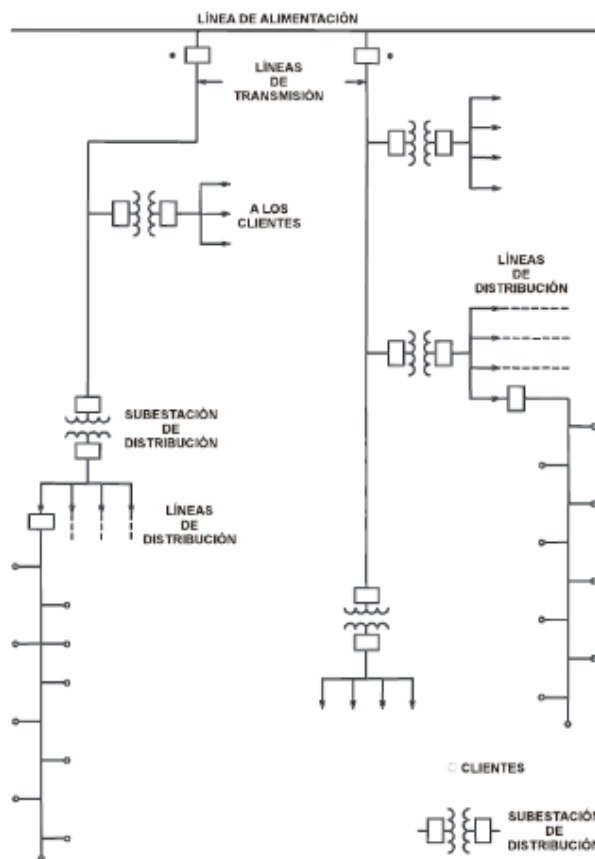


Figura 1. Diagrama de una red de distribución radial. [11]

b) Sistema en anillo

El sistema en anillo es una configuración en la cual es posible abrir o cerrar circuitos en varios puntos, lo que permite la transferencia de carga dentro del sistema. Este tipo de sistema presenta ventajas significativas, ya que, al tener una forma circular, la corriente dispone de múltiples puntos de partida, lo que resulta en una reducción de las pérdidas de potencia y las caídas de voltaje. Sin embargo, la implementación de un sistema en anillo implica una mayor inversión inicial y puede generar desafíos adicionales en cuanto a la calibración de las protecciones utilizadas en el sistema. [10]

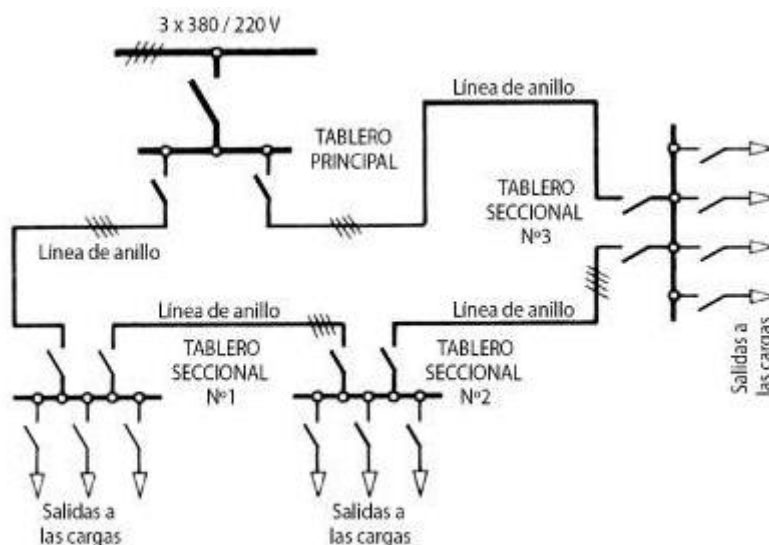


Figura 2. Diagrama de una red de distribución en anillo [12]

c) Sistema mallado

El sistema mallado se caracteriza por tener una red completamente interconectada. Este tipo de sistema ofrece una confiabilidad muy alta, ya que la transferencia de carga puede realizarse no solo de forma parcial, sino también mediante diversas interconexiones para satisfacer las necesidades de una carga específica. Sin embargo, la calibración de las protecciones correspondientes en un sistema mallado es la más compleja en comparación con otros tipos de sistemas, y también implica costos de inversión más elevados. A pesar de ello, el sistema mallado resulta muy útil en aplicaciones que requieren una alta densidad de población y una mayor flexibilidad en el suministro de energía. [10]

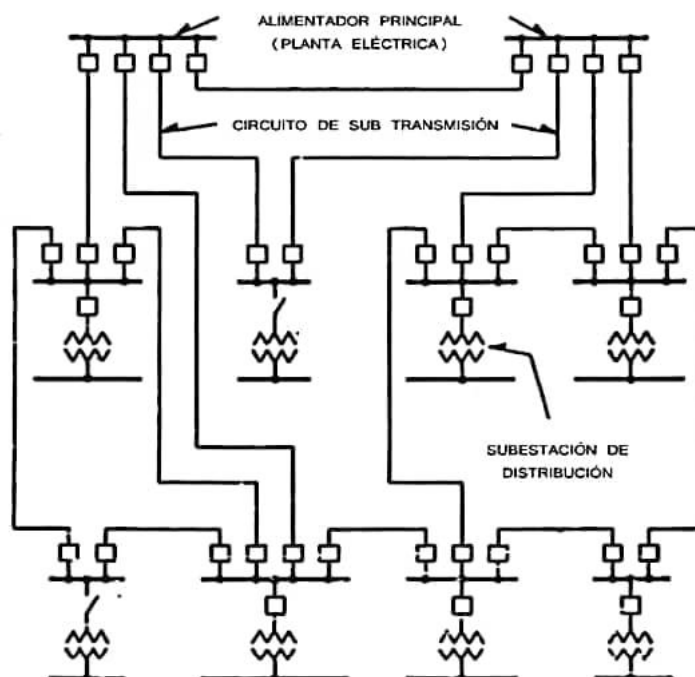


Figura 3. Diagrama de una red de distribución mallada [13]

2.2.1.2. Etapas funcionales en distribución

El sistema de distribución consta de cinco etapas funcionales para cumplir su objetivo, que va desde reducir el voltaje hasta satisfacer la demanda domiciliar y de alumbrado público.

2.2.1.2.1. Alimentadores primarios

Los alimentadores primarios son circuitos que conectan las subestaciones de distribución con los transformadores de distribución dando paso al flujo de potencia [14].

Los alimentadores primarios llevan la energía eléctrica desde la subestación hasta los transformadores de distribución. Los conductores van soportados en poste cuando se trata de instalaciones aéreas y en ductos cuando se trata de instalaciones subterráneas [15]. Estos alimentadores pueden presentarse en dos formas, como trifásicos o monofásicos, ya sea aéreos o subterráneos. En la topología de la red primaria, se introduce el concepto esencial de una ruta



troncal y de ramales o laterales. La ruta troncal es la secuencia de nodos por donde fluye la potencia más significativa del circuito, tanto en situaciones normales como en casos de emergencia debido a transferencias de carga desde otros circuitos cercanos. Por lo general, estos cables tienen un diámetro mayor al resto del circuito y, cuando son aéreos, se transportan utilizando postes de hormigón; en cambio, si son instalaciones subterráneas, se colocan en pozos [16].

2.2.1.2.2. Transformadores de distribución

Los transformadores de potencia son dispositivos eléctricos que operan mediante el principio de inducción electromagnética. Están compuestos por dos bobinas, una denominada devanado primario y otra, devanado secundario, dispuestas generalmente sobre un núcleo hecho de hierro al silicio. Su función principal consiste en modificar el voltaje en un circuito de corriente alterna, permitiendo tanto su aumento como disminución, al mismo tiempo que conservan la frecuencia y la potencia que fluye hacia el equipo. No obstante, es importante tener en cuenta que presentan ciertos niveles de pérdidas, los cuales están directamente relacionados con características como su tamaño y diseño.[17]

2.2.1.2.3. Red de bajo voltaje

Las redes de bajo voltaje son responsables de llevar la energía eléctrica desde la salida secundaria del transformador hasta los usuarios finales. Los usuarios se conectan a estas redes a través de acometidas que, a su vez, están vinculadas a un medidor o contador de energía eléctrica, el cual mide el consumo de cada usuario durante un período específico.

En la actualidad, estas redes se construyen utilizando cables preensamblados de aluminio aislados con material tipo XLPE. Esta elección se basa en sus propiedades mecánicas,



que ofrecen ventajas como una menor interferencia visual en comparación con las redes abiertas, además de ayudar a reducir las pérdidas no técnicas debido a conexiones ilegales a la red, también conocidas como "cables antihurto" [16].

2.2.1.2.4. Acometidas y medidores

La acometida eléctrica es el enlace que existe entre la red de bajo voltaje y el medidor, para abastecer la demanda de una instalación domiciliaria, es decir, la acometida da paso al flujo de potencia desde la red hasta el domicilio, mientras que el medidor se encarga de registrar el consumo de dicha potencia en relación con las horas. La empresa eléctrica a cargo es responsable de garantizar el correcto funcionamiento del servicio eléctrico hasta el punto de medición.

2.2.1.2.5. Alumbrado público

El alumbrado público es el servicio de ofrecer iluminación a los espacios públicos ya sean vías, parques y demás espacios de libre circulación y que no pertenezcan a ninguna persona natural o jurídica, por lo general este es un servicio municipal del cual es responsabilidad de la empresa eléctrica a cargo en una ciudad.

2.2.2. Características de la carga

Las características de carga pueden ser determinadas mediante mediciones de campo o análisis estadísticos. En el caso de sistemas eléctricos existentes, es posible obtener estas características a partir de mediciones realizadas. Sin embargo, en el caso de sistemas nuevos, es necesario compararlos con sistemas existentes para obtener datos y mediciones precisos. [18]



Para obtener las características de carga, se requieren datos que se pueden obtener a partir de las cualidades básicas de la carga. Estas cualidades incluyen la demanda máxima y la demanda promedio, que representan la cantidad de energía eléctrica consumida en un intervalo de tiempo definido en relación con el número de horas equivalentes a dicho intervalo. [18]

Un método para determinar la demanda máxima es establecer la relación entre la demanda máxima y la energía eléctrica consumida (en kilovatios-hora) por mes y por cliente, utilizando información disponible en las facturas de las compañías eléctricas. También existen formas distintas de determinar la demanda máxima diversificada de un grupo de usuarios, utilizando tanto el número de kilovatios-hora de consumo como el número de clientes del servicio eléctrico. [18]

Las demandas máximas coincidentes y no coincidentes son fundamentales para calcular las potencias que se utilizarán para dimensionar los transformadores de distribución, los cuales son elementos clave para optimizar la capacidad de potencia en una red de distribución. [18]

2.2.2.1. Demanda eléctrica

"La demanda de potencia se define como la cantidad de potencia necesaria por un sistema o una parte de este, promediada durante un intervalo de tiempo predefinido". [10]

Las pérdidas de potencia y energía en un sistema de distribución están directamente relacionadas con la demanda que debe ser satisfecha, por lo tanto, es crucial contar con información precisa para obtener resultados más exactos. [10]

Para estimar la demanda, se requiere el uso de dispositivos de medición que permitan registrar la información necesaria para el estudio. En el caso de EmelNorte, se emplean medidores que proporcionan valores de corriente, voltaje, factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva y energía. [10]



2.2.2.2.Demanda máxima

Las variaciones temporales son comunes en las cargas eléctricas, lo que resulta en fluctuaciones continuas en sus valores. El punto más alto alcanzado en la curva de carga eléctrica se conoce como pico o demanda máxima del transformador, observado a lo largo de un día o en un intervalo de 24 horas. Es esencial comprender la demanda máxima de un conjunto de cargas y su efecto sinérgico en el sistema eléctrico, ya que esta determinará la capacidad requerida por el sistema para satisfacer dicha demanda máxima del grupo [19].

2.2.2.3.Demanda promedio

Se conoce como demanda máxima a la relación existente entre el consumo de energía de un abonado o carga y el intervalo en el que dicha energía es consumida. Este valor es constante durante todo el periodo de consumo.

2.2.2.4.Factor de carga

Se define al factor de carga como la relación de la demanda promedio y la demanda máxima en un intervalo de tiempo. El factor de carga es una medida que indica la proporción en la que el pico de cargas se mantiene durante un período específico. Esta métrica representa la eficiencia del sistema o de una parte del sistema en términos de cómo se utiliza su capacidad máxima de carga durante dicho período. [19]

2.2.2.5.Factor de pérdidas

Según Samuel Ramírez Castaño dice que: “es el porcentaje de tiempo requerido por la carga pico para producir las mismas pérdidas que las producidas por las cargas reales sobre un período de tiempo especificado” (pág. 45). [10]



2.2.3. Pérdidas de energía eléctrica

Las pérdidas en los sistemas eléctricos de potencia se presentan debido a dos factores, aspectos técnicos del sistema eléctrico de distribución relacionados con los elementos que componen dicho sistema eléctrico y aspectos no técnicos de índole comercial.

2.2.3.1. Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas se presentan en las etapas de generación, transmisión y distribución durante el proceso de suministro de energía eléctrica a los consumidores. Se reconoce que la mayor parte de estas pérdidas ocurre en el área de distribución, lo cual destaca la importancia de estudiar detalladamente el sistema de distribución. Incluso mejoras pequeñas en este sistema pueden tener un impacto significativo y generar ganancias considerables para la empresa según Saavedra y Ramón. [10]

Determinar las pérdidas de potencia y energía en un sistema de distribución es complejo debido a diversas causas, como la falta de información parcial o total de los sistemas eléctricos, el crecimiento no planificado de los sistemas, la diversidad de elementos, la falta de equipos para la captura de datos y la gran cantidad de información que se debe manejar. Existen diferentes metodologías para determinar estas pérdidas técnicas, las cuales se diferencian en la calidad y cantidad de información que se maneja. Para reducir los tiempos y costos de estudio, se recurre a técnicas de muestreo. [10]

En sistemas de distribución de energía, las pérdidas técnicas se manifiestan principalmente en dos componentes clave: los transformadores y los conductores. Estas pérdidas ocurren como resultado de la circulación de corrientes eléctricas y la interacción entre los diversos materiales que componen estos elementos. Ambos, los transformadores y los conductores juegan un papel crucial en la eficiencia y el rendimiento del sistema de distribución



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



eléctrica, y el análisis y la comprensión de estas pérdidas técnicas son fundamentales para mejorar la eficiencia y garantizar un suministro eléctrico confiable y eficiente. [20]

Estas pérdidas técnicas representan la energía disipada que no se puede aprovechar de ninguna manera. Son el resultado de las condiciones de conducción y transformación de la energía eléctrica, especialmente debido a factores como la resistencia de los conductores. Estas pérdidas dependen del estado de los equipos, las políticas de operación y mantenimiento. [10]

Las pérdidas técnicas en un sistema eléctrico de potencia se clasifican de la siguiente manera:

a) *Pérdidas por transporte:*

- Pérdidas en líneas de transmisión.
- Pérdidas en líneas de subtransmisión.
- Pérdidas en circuitos de distribución primaria.
- Pérdidas en circuitos de distribución secundaria.

b) *Pérdidas por transformación:*

- Pérdidas en la etapa de transmisión/subtransmisión.
- Pérdidas en la etapa de subtransmisión/distribución.
- Pérdidas en transformadores de distribución.

c) *Pérdidas por causas específicas:*

- Pérdidas por efecto Joule.
- Pérdidas por parásitas e histéresis.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



d) Pérdidas asociadas a la variación de la demanda (pérdidas en carga).

En general, las pérdidas técnicas están relacionadas con las corrientes que circulan a través de los elementos resistivos del sistema, especialmente por el efecto Joule.

2.2.3.1.1. Pérdidas en transformadores

Como lo menciona [20] el transformador, como otro componente esencial en las redes de distribución, exhibe niveles significativos de pérdidas de energía, las cuales se dividen en las siguientes categorías:

- Pérdidas en el núcleo (en vacío o sin carga).
- Pérdidas en los devanados (con carga).
- Pérdidas por reactivos (Sin cargas debidas a la componente reactiva de la magnetización y con carga producidas por la carga).

2.2.3.1.2. Pérdidas por efecto Joule

Es un fenómeno que ocurre en un conductor a través del cual circula corriente eléctrica, donde una porción de la energía cinética transportada por los electrones se convierte en calor debido a las colisiones de los electrones con las moléculas del conductor. También denominado calentamiento resistivo u óhmico, se refiere al fenómeno en el cual la energía transportada por una corriente eléctrica se convierte en calor a medida que fluye a través de una resistencia. En este proceso, la energía cinética de los portadores de carga (electrones) se disipa en forma de calor debido a las colisiones y fricciones que experimentan al moverse a través del material con alta resistividad eléctrica. [21]

La principal desventaja del efecto Joule radica en la pérdida de energía que se transforma en forma de calor, lo que puede ocasionar un sobrecalentamiento en los sistemas eléctricos. En la mayoría de las aplicaciones, el efecto Joule es indeseable. Es por ello que



ciertos dispositivos eléctricos y electrónicos requieren de disipadores de calor para prevenir un calentamiento excesivo en distintos componentes y/o dispositivos. [22]

Parte de la potencia eléctrica suministrada se convierte en energía térmica, la cual se disipa en forma de calor. Por consiguiente, el calor producido representa una pérdida de energía y, en consecuencia, una disminución en la eficiencia del sistema. [22]

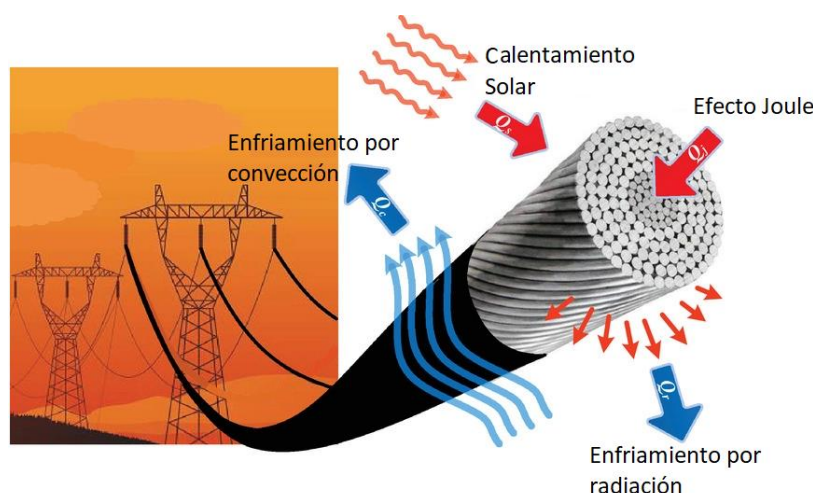


Figura 4. Efecto Joule. [23]

2.2.3.1.3. Pérdidas por parásitas e histéresis.

En los transformadores, existe una potencia destinada exclusivamente a magnetizar el núcleo, la cual no tiene otra utilidad práctica y, por lo tanto, se considera como una pérdida denominada pérdidas por histéresis. Por otro lado, en los equipos eléctricos, los componentes conductores se encuentran en movimiento dentro de un campo magnético o están expuestos a un campo magnético variable, lo que da lugar a la generación de corrientes inducidas conocidas como corrientes de Foucault. Estas corrientes, que circulan por el volumen del conductor, también producen pérdidas [24].

a) Pérdidas en el núcleo (en vacío o sin carga).



Las pérdidas en el núcleo del transformador surgen debido a las corrientes parásitas e histéresis inducidas por la corriente de excitación. Estas pérdidas son independientes de los diferentes periodos de operación y se mantienen constantes. Para evaluar estas pérdidas, el fabricante proporciona los datos, que se obtienen mediante la prueba de vacío realizada en el transformador.

b) Pérdidas en los devanados (con carga).

Estas pérdidas se generan por efecto Joule en los devanados del transformador.

2.2.3.2. Pérdidas no técnicas (comerciales)

Las pérdidas no técnicas de energía eléctrica se refieren a las pérdidas que no están relacionadas con aspectos técnicos del sistema, sino que están asociadas a problemas en el sistema de medición, robo de energía y actividades fraudulentas. Estas pérdidas tienen un impacto directo en la economía de las empresas de distribución de energía eléctrica. [25]

2.2.4. Metodologías de cálculo de pérdidas de energía en alimentadores

El cálculo de pérdidas en los alimentadores de un sistema eléctrico de potencia es indispensable para realizar diagnósticos que permitan determinar la eficiencia del sistema, establecer soluciones en caso de ser requeridas, estimar costos de dichas pérdidas, dimensionar o redimensionar componentes del sistema, etc. Para ello existen metodologías y entre las más comunes se encuentran las siguientes: metodología de la OLADE, metodología colombiana, metodología de Manuel Rodríguez Castaño.

2.2.4.1. Metodología de la OLADE (Mentor Poveda)

Se ha desarrollado un enfoque novedoso que difiere del método tradicional basado en el factor de pérdidas calculado a partir del factor de carga. En este nuevo método, se considera



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



la forma específica de la curva de carga de cada subsistema. A diferencia del método tradicional, se toman en cuenta factores que antes eran desestimados, como el hecho de que las pérdidas resistivas se concentran en los picos debido a que son proporcionales al cuadrado de la corriente. Esta característica previamente ignorada ha impedido una comprensión precisa de la relación entre la demanda de potencia y la energía de las pérdidas. Con este nuevo enfoque, se busca obtener una visión más precisa y realista de la relación entre la demanda de energía y las pérdidas asociadas [26].

Si denominamos la energía medida en la subestación al inicio del alimentador primario (cabecera) como "Energía Suministrada" (ES) y, de manera similar, llamamos "Energía Registrada" (ER) a la suma de la energía facturada, la energía destinada al alumbrado público y los consumos en las instalaciones propias de la empresa eléctrica, entonces las "Pérdidas Totales" (ETL) de energía se obtienen al calcular la diferencia entre la "Energía Suministrada" y la "Energía Registrada" [26].

Los medidores digitales que están disponibles en la actualidad ofrecen la capacidad de obtener tanto la curva de demandas como la energía suministrada en el punto de medición. El intervalo de demanda generalmente puede ser seleccionado según la preferencia de la empresa eléctrica, aunque el más comúnmente utilizado es el de 15 minutos. Esto permite obtener un análisis detallado de los patrones de consumo y la cantidad de energía suministrada en intervalos específicos de tiempo, lo que resulta útil para la gestión y control eficiente del sistema eléctrico [26].

La metodología se fundamenta en la naturaleza de cada componente de las pérdidas y su relación con la demanda en el intervalo de registro correspondiente. Para calcular las pérdidas en el intervalo de demanda máxima, se utilizan modelos de flujos de carga a través de



la modelación del sistema primario de distribución en un simulador. Con base en estos valores, se determina la magnitud de cada componente para el resto de los intervalos de demanda a lo largo del período analizado [26].

Las pérdidas técnicas en el sistema de distribución de la empresa eléctrica se clasifican en diversos componentes, como las pérdidas resistivas de los alimentadores primarios, las pérdidas en los transformadores de distribución (tanto en los devanados como en el núcleo), las pérdidas resistivas en las redes secundarias, las pérdidas resistivas en las acometidas y las pérdidas en los contadores de energía. Estos componentes deben ser adecuadamente considerados en el cálculo de las pérdidas totales del sistema para obtener una evaluación precisa y completa de su comportamiento [26].

Este método evidencia la incertidumbre que surge al estimar el factor de pérdidas en el cálculo de la energía asociada a las pérdidas de energía en el momento de máxima demanda, debido a las particularidades inherentes a la totalidad de los componentes de las pérdidas. Las pérdidas resistivas, al ser proporcionales al cuadrado de la demanda, resaltan los picos de pérdidas. Por otro lado, las pérdidas constantes en el núcleo suavizan la curva de pérdidas. Además, las pérdidas no técnicas, que siguen un perfil de demanda similar al perfil de carga, introducen una variación adicional. Es evidente que, según el componente más significativo, el perfil de demanda de las pérdidas adoptará una forma distinta, y debido a esto, el factor de pérdidas también será diferente [26].



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

Seguidamente, se expone la descripción técnica del Alimentador Ajaví No. 4, lugar en el que se realizó el cálculo integral de pérdidas de energía. Se muestra, también, la metodología empleada para la investigación y el desarrollo del estudio, además de la descripción de los materiales utilizados incluyendo los softwares especializados, equipos eléctricos, información técnica proporcionada por la empresa EMELNORTE y las ecuaciones matemáticas implicados en la realización del presente proyecto.

3.1. Descripción técnica del Alimentador Ajaví No. 4

El sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A. opera a un nivel de voltaje de 69 [kV] y está compuesto por 17 subestaciones de 69 kV/13,8 kV. Para su funcionamiento, esta subestación se conecta a través de dos líneas de subtransmisión: La línea Ibarra-Alpachaca, con un conductor de calibre 336,4 MCM (Mil Circular Mil), abarca una distancia de 2,7 km y la línea Alpachaca-Ajaví, con un conductor de calibre de 477 MCM, se extiende a lo largo de 3 km.

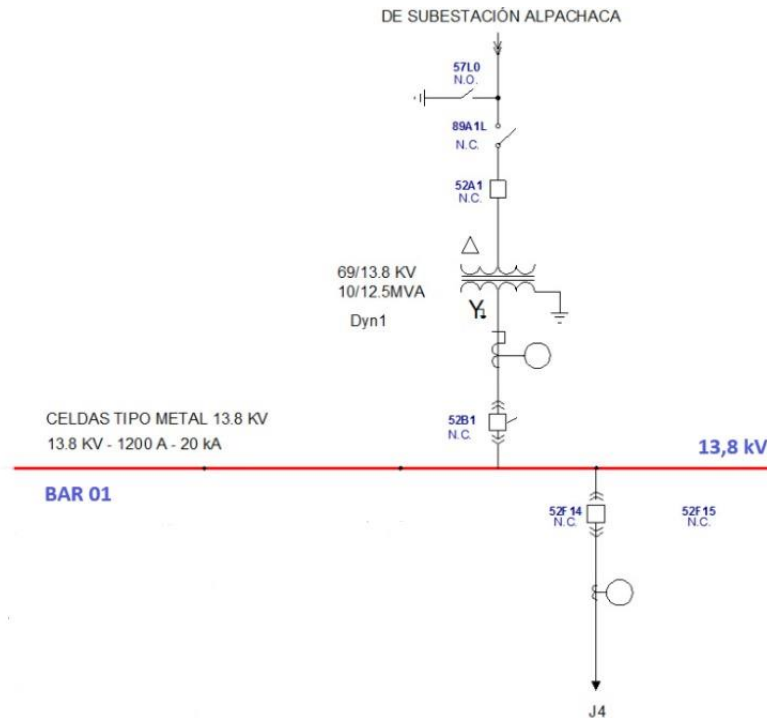


Figura 5. Alimentador Ajaví 10/12,5 MVA a 69kV/13,8 kV

En la Figura 6 se muestra el esquema unifilar de la subestación Ajaví, la cual cuenta con un transformador de potencia de 69/13.8 kV y posee 5 alimentadores. Siendo el objeto de estudio el alimentador número 4, respecto a las pérdidas de energía. Este alimentador suministra energía eléctrica a zonas aledañas al redondel de Ajaví, a zonas cercanas a la Laguna Mall y posee una longitud de 11,9 km en redes primarias y 18,78 km en redes secundarias, cuenta con 54 transformadores trifásicos y 78 transformadores monofásicos, con una capacidad de 5,19 MVA y 2,81 MVA específicamente; cuenta con 499 medidores monofásico, 2571 medidores bifásicos y 105 medidores trifásicos con sus respectivas acometidas que sirven a 3180 usuarios y un total de 812 luminarias para el alumbrado público.

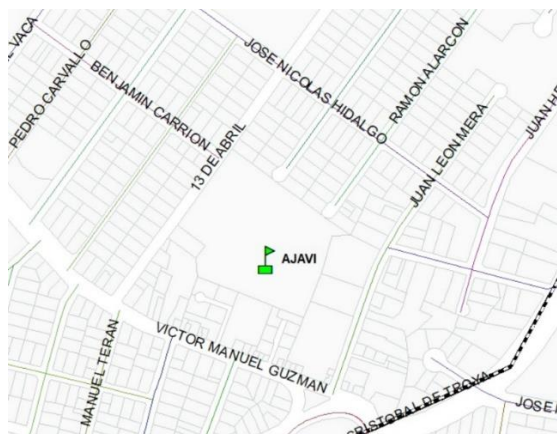


Figura 6. Ubicación georreferenciada de la subestación Ajaví

En la figura 7 se observa la ubicación georreferenciada de la subestación Ajaví en el software ArcGis, con el respectivo nombre y ubicación de los alimentadores pertenecientes a la misma. La subestación Ajaví se encuentra situada específicamente en la intersección de las calles 13 de abril y Benjamín Carrión.

3.2. Metodología

Para el desarrollo del presente trabajo de grado se utilizaron metodologías tanto para la investigación como para la práctica.

Se usó el método documental para llevar a cabo la investigación en fuentes bibliográficas acerca de los elementos presentes en el sistema de distribución eléctrica, las características de la carga e información sobre las pérdidas en sistemas eléctricos de potencia. Se utilizó el método descriptivo con el objetivo de describir los componentes del sistema de distribución eléctrica, las características de la carga y la información acerca de las pérdidas en sistemas eléctricos de potencia. Se comparó y seleccionó el método matemático más adecuado para la realización del cálculo integral de pérdidas en el alimentador Ajaví 4, mediante el método comparativo, que, en este caso, el método seleccionado fue el método de la OLADE.



También se realizó el levantamiento de información en campo sobre la secuencia de fases, alcance de redes secundarias, conexión de transformadores, alumbrado público y acometidas y medidores del Alimentador Ajaví 4 por medio del estudio de campo. Se analizó a profundidad la información proporcionada por el departamento de GIS de la empresa eléctrica EmelNorte acerca del alcance geográfico y técnico del alimentador Ajaví 4 y realizar correcciones de ser necesario. Se desarrolló la inspección in-situ para verificar que la información proporcionada por el departamento GIS coincida con lo observado en el sistema de distribución que comprende el Alimentador Ajaví 4 mediante la observación. Por último, se realizaron reuniones de grupo y capacitaciones con el personal técnico del área GIS acerca del uso de los softwares ArcGis y Cymedist.

El cálculo de pérdidas de energía eléctrica se desarrolló mediante el análisis cuantitativo de los registros de demanda eléctrica obtenidos por el sistema de medición instalados en la cabecera del alimentador Ajaví No. 4.

3.3. Procedimiento

Para la realización del trabajo de grado se llevó a cabo el siguiente procedimiento:

Se investigó acerca de los elementos involucrados en el sistema de distribución eléctrica, características de la carga y sobre todo las metodologías usadas para el cálculo de pérdidas de energía, seleccionando como la óptima para el cálculo a la metodología de la OLADE.

Posteriormente, se obtuvo información del área GIS sobre los equipos y parámetros que conforman la red eléctrica comprendida en el alimentador Ajaví No. 4 como, por ejemplo: redes primarias y secundarias, número de transformadores con su respectiva potencia aparente,



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



la secuencia de fase, número de puntos de carga, número de acometidas, tipo de luminarias de alumbrado público y calibre de conductores.

Se plasmó esta información en planos para realizar el recorrido in-situ y verificar y actualizar la red eléctrica del alimentador objeto de estudio.

Una vez confirmada y actualizada la información se procedió a modelar la red de bajo voltaje en el software especializado Cymedist.

El área de SCADA facilitó el registro de las mediciones de la cabecera del alimentador Ajaví No. 4 en un documento de Excel, que contiene la energía consumida, potencias activa, reactiva y aparente, voltajes, corrientes y frecuencia durante un mes con intervalos de tiempo de 15 minutos; Se identificó la demanda máxima del registro de mediciones y con los datos a demanda máxima se procede a simular.

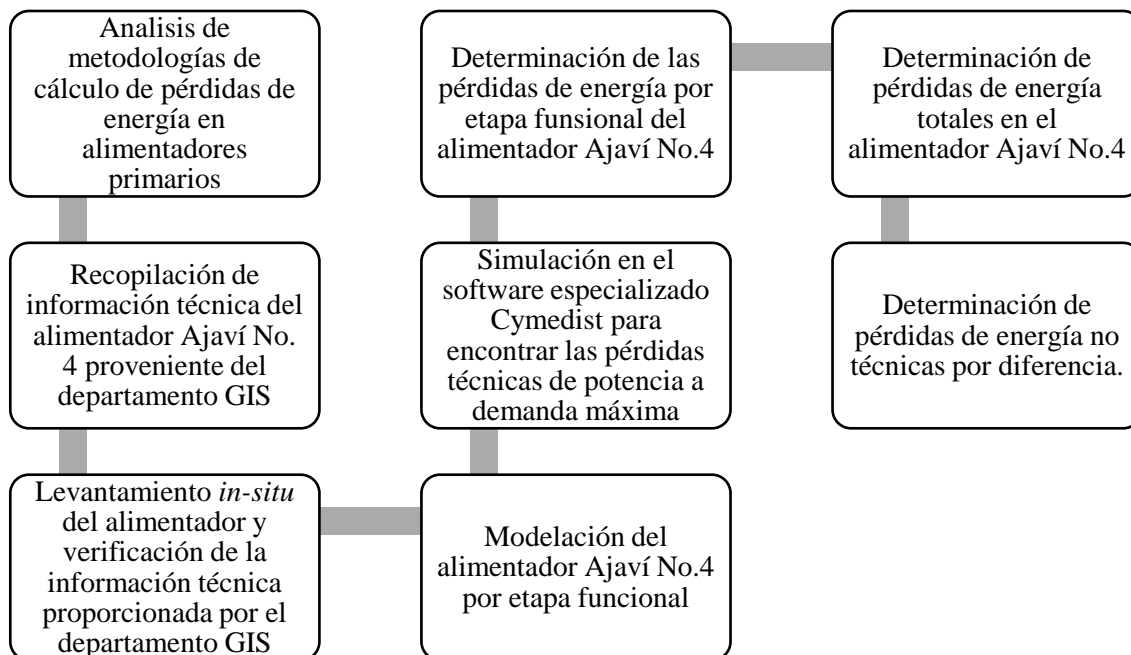
Con la red ya modelada se realizó un flujo de carga y una distribución de carga mediante simulación y de esta manera se obtuvo las pérdidas técnicas a demanda máxima, es decir, las pérdidas en líneas, núcleo, vacío y cobre.

En el mismo registro de mediciones se agregaron 4 columnas correspondientes a cada pérdida técnica a demanda máxima y se extrapolan los datos para las demandas durante todo el mes, posteriormente, se encontró las pérdidas técnicas totales en el mes.

Se calculó las pérdidas no técnicas por discriminación de las pérdidas técnicas totales de las pérdidas totales de energía contabilizadas por el equipo de medición localizado en la cabecera del alimentador Ajaví No. 4



CARRERA DE ELECTRICIDAD



3.4. Materiales

Para el desarrollo del trabajo de grado se requiere la siguiente información:

3.4.1. CymeDist

CymeDist es un software especializado utilizado en el área de Estudios Eléctricos para el análisis de los sistemas de distribución como, por ejemplo: [27]

- Flujo de carga desbalanceado
- Distribución y estimación de carga
- Análisis de fallas (flujo de falla/cortocircuito, localizador de fallas, falla serie y falla simultánea y caídas de tensión)
- Cálculo de perdidas
- Balance de carga
- Dimensionamiento y ubicación óptima del condensador
- Arranque de motor



- Análisis por lotes

El software especializado Cymedist posee módulos adicionales complementarios que facilitan nuevas funciones para el análisis de sistemas de distribución. [27]

Los módulos de modelado permiten crear un modelo muy detallado del sistema de distribución desde la subtransmisión hasta el medidor del cliente, incluso las redes secundarias. Los módulos de análisis avanzado de Cymedist ayudan a los ingenieros a realizar estudios de planificación de la capacidad de distribución en todo el sistema, evaluar el impacto de interconexión de generación distribuida, mejorar la confiabilidad del sistema y optimizar la eficiencia de la red. [27]

Recientemente, EMELNORTE adquirió el módulo de modelado de Cymedist, que permite realizar la modelación de las redes en bajo voltaje y completar el sistema de distribución.

3.4.2. Sistema de Medición Comercial (SISMEC)

“Es el conjunto de equipos, programas y sistema de comunicación, que permite medir las transferencias de energía eléctrica, con la finalidad de valorar las transacciones de electricidad que realicen los participantes del SEE (Sector Eléctrico Ecuatoriano).” [28]

La instalación de los equipos de medición en distribución específicamente se lleva a cabo en los puntos frontera con el Generador o con el Transmisor. Se debe ubicar un medidor registrador bidireccional, con su correspondiente respaldo en cada punto frontera. [28]

En el proceso de verificar los dispositivos de medición del SEE, se emplearán medidores patrones. La validación se llevará a cabo en laboratorios especializados que cuenten con la debida certificación, garantizando así la trazabilidad efectiva de los dispositivos de



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



medición. Las funciones del verificador de dispositivos de medición estarán restringidas a lo siguiente: [28]

- Calibración de los medidores registradores.
- Intervención de los medidores registradores.
- Análisis funcional.
- Implementación de seguridades y sellado de equipos.
- Entrega del certificado de verificación al titular de los equipos medición y al CENACE.

3.4.3. A Especificaciones técnicas del alimentador Ajaví No. 4

Tabla 1.

Características del transformador de potencia de la subestación Ajaví

Parámetro	Característica
Marca	Crompton Greaves
Norma técnica	IEC60076
Aislamiento voltaje de impulso	350kV/95 kV
Aislamiento voltaje a frecuencia constante	140kV/35 kV
Altitud	3000 m
Tipo de enfriamiento	ONAF/ONAN
Potencia nominal	10000kVA/12500 kVA
Grupo vectorial	Dyn1
Frecuencia nominal	60 Hz
Número de fases	3
Condición de servicio	Exterior

Nota. Adaptado de datos proporcionados por el Departamento de Estudios Eléctricos de EmelNorte S.A. [29]

Tabla 2.

Características técnicas del alimentador Ajaví No. 4.

Nro. Acometidas Aéreas	371
Nro. Acometidas Subterráneas	119
Nro. Medidores	3175
Longitud ramal monofásico (km)	2,39
Longitud ramal bifásico (km)	0,19
Longitud ramal trifásico (km)	9,32



Nro. Transformadores monofásicos	78
Nro. Transformadores trifásicos	54
Potencia de transformadores monofásicos (MVA)	2,81
Potencia de transformadores trifásicos (MVA)	5,19
Nro. Luminarias	812
Tipo de conductor	ACSR
Calibre de conductor (MCM)	336,4

Nota. Adaptado de los datos proporcionados por el área de GIS [30]

3.4.4. *Pérdidas de energía en los alimentadores primarios*

Se utilizaron tres métodos durante el proceso de cálculo, los cuales se describen a continuación:

3.4.4.1. *Método de OLADE (Ing. Mentor Poveda)*

El método de Mentor Poveda permite que se realice el cálculo de pérdidas de energía en cada etapa funcional del sistema eléctrico, tomando en cuenta las pérdidas resistivas. Esto lo convierte en el método más efectivo para el cálculo de pérdidas en bajo voltaje.

Las pérdidas que se van a analizar en el presente estudio mediante este método se muestran a continuación:

3.4.4.1.1. *Pérdidas de energía en los alimentadores primarios*

Para la obtención de las pérdidas de energía inicialmente se obtuvo las pérdidas de potencia a la hora de su propia demanda máxima mediante la modelación digital del alimentador y una corrida de flujo de carga y los registros del sistema de medición en la cabecera del alimentador. [31]

Para la modelación del alimentador primario se requirió las longitudes por sección, calibre y tipo de conductor, espaciamiento y ubicación georreferenciada de conductores, capacidad de transformadores de distribución y energía facturada; para el flujo de carga se necesitó distribuir la potencia activa y reactiva medida en la cabecera del alimentador para cada



uno de los transformadores de distribución, esta distribución se la realizó con relación a la potencia instalada o con base a la energía facturada. [31]

Del resultado de flujo de carga únicamente interesa la pérdida de potencia a demanda máxima; para calcular las pérdidas de potencia en cada intervalo se utilizó la siguiente formula:

[31]

$$D_{RL-i} = \left(\frac{D_{Pi} * \cos\phi_{m\acute{a}x}}{D_{pm\acute{a}x} * \cos\phi_i} \right)^2 * D_{RL-m\acute{a}x} \quad (1)$$

Donde:

- D_{RL-i} : Pérdidas de potencia en el intervalo i
 D_{Pi} : Demanda de potencia en el intervalo i
 $D_{pm\acute{a}x}$: Demanda de potencia máxima del alimentador
 $\cos\phi_{m\acute{a}x}$: Factor de potencia a demanda máxima
 $\cos\phi_i$: Factor de potencia en el intervalo i
 $D_{RL-m\acute{a}x}$: Pérdidas de potencia en demanda máxima

La suma de la potencia de pérdidas en el intervalo considerado multiplicado por la duración del intervalo de demanda permite calcular las pérdidas de energía mediante la siguiente ecuación: [31]

$$Perd_{energ} = \Delta t * \sum_{i=0}^{i=n} P_{pot_Di} \quad (2)$$

Donde:

- $Perd_{energ}$: Pérdidas totales de energía
 Δt : Duración del intervalo de demanda
 P_{pot_Di} : Pérdidas de potencia en el intervalo i



Este método se lo puede utilizar para calcular las pérdidas de energía en líneas de subtransmisión, alimentadores primarios, pérdidas resistivas en transformadores, alimentadores secundarios y acometidas. [31]

3.4.4.1.2. *Pérdidas de energía en transformadores de distribución.*

El transformador tiene pérdidas resistivas debido a la circulación de corriente por sus devanado y pérdidas en el núcleo que provienen del fenómeno de la histéresis y por las corrientes de Foucault que se procuran reducir con el laminado del material. [32]

Las pruebas en vacío corresponden a las pérdidas en el núcleo a voltaje nominal y las pruebas de corto circuito proporcionan las pérdidas resistivas a plena carga. [32]

Para calcular las pérdidas resistivas en transformadores de distribución se utilizó la formula (1) y para el cálculo de las pérdidas totales de energía se utilizó la formula (2). [32]

Para calcular las pérdidas en el núcleo, debido a que estas no dependen de la carga, se multiplico las pérdidas en vacío a demanda máxima por el número de horas en el mes obteniendo las pérdidas de energía en el núcleo, de acuerdo con la siguiente formula: [32]

$$Perd_{energ_{núcleo}} = Perd_{núcleo_{máx}} * Nro_{días} * 24 \quad (3)$$

Donde:

Perd_energ_núcleo: Pérdidas de energía en el núcleo

Perd_núcleo_máx: Pérdidas de potencia en el núcleo en demanda máxima

Nro_días: Número de días del mes correspondiente



3.4.4.1.3. Pérdidas de energía en los alimentadores secundarios.

Igual que en alimentadores primarios se inició calculando las pérdidas resistivas de potencia a demanda máxima con base en la modelación digital para esto se requirió el tipo y tamaño de conductores, longitud de las secciones, ubicación de los usuarios, energía facturada a cada usuario, energía total en cada poste y espaciamiento entre conductores, para calcular las pérdidas de potencia en cada intervalo se utilizó la formula (1) y para calcular las pérdidas totales de energía la formula (2). [33]

3.4.4.1.4. Pérdidas de energía en acometidas.

Para el cálculo de las pérdidas en acometidas se requirió las pérdidas resistivas de potencia a demanda máxima obtenida de su modelación la cual requiere calibre de conductores, tipo de servicio, número de fases y longitudes; para calcular las pérdidas de potencia en cada intervalo se utilizó la formula (1) y para calcular las pérdidas totales de energía la fórmula (2). [34]

3.4.4.1.5. Pérdidas de energía en medidores

En los medidores se consideró las pérdidas en la bobina de voltaje que se consideran constantes y las pérdidas de la bobina de corriente a demanda máxima y su relación cuadrática respecto de pérdidas potencia; para esto se requirió los catálogos de la mayoría de los medidores instalados para obtener valores promedio o típicos. [34]

Los medidores pueden ser electromecánicos, electrónicos e inteligentes por lo cual se los agrupo por tipo o por estratos de consumo de energía. [34]



3.4.4.1.6. Pérdidas en bobina de voltaje

Las pérdidas en la bobina de voltajes, al ser constantes se calculó de forma similar a las pérdidas del núcleo en transformadores de distribución esto es: [34]

$$Pérd_{ener_bob_volt} = Perd_{pc_bv} * Nro_días * 24 \quad (4)$$

Donde:

$Pér_{ener_bob_volt}$: Pérdidas de energía en la bobina de voltaje

$Perd_{pc_bv}$: Pérdidas de potencia a plena carga en la bobina de voltaje

$Nro_días$: Número de días del mes correspondiente

Las pérdidas de potencia a plena carga se las obtiene de los catálogos de los medidores de energía.

3.4.4.1.7. Pérdidas en bobina de corriente

Las pérdidas en la bobina de voltaje no dependen de la carga y para pérdidas de energía solo interviene el periodo de análisis por lo cual estas se calcularon con la siguiente ecuación:

[34]

$$Perd_{bobina_corr} = \left(\frac{I_{dem-máx}}{I_{demnom}}\right)^2 * Perd_{pc_bc} * Nro.días * 24 \quad (5)$$

Donde:

$Perd_{bobina_corr}$: Pérdidas de potencia de la bobina de corriente (catálogo)

$I_{dem-máx}$: Corriente a demanda máxima

I_{demnom} : Corriente nominal

$Perd_{pc_bc}$: Pérdidas de energía a plena carga en la bobina de corriente

$Nro.días$: Número de días del mes correspondiente



3.4.4.1.8. Pérdidas de energía en alumbrado público

Se calculó la pérdida de energía en el cable de alumbrado público multiplicando la potencia máxima de pérdidas determinada en el informe de líneas y cables por el factor de utilización, el número de días y 24 horas.

$$Perd_{energía_{ap}} = Dem_{perd_{ap}} * futili * Nro.días * 24 \quad (6)$$

Donde:

$Perd_{energía_{ap}}$: Pérdidas de energía en cable de alumbrado público

$Dem_{perd_{ap}}$: Potencia de pérdidas de alumbrado público

$futili$: Factor de utilización (0,5) en alumbrado público

$Nro.días$: Número de días

3.2.3.1. Pérdidas de energía en el alimentador mediante la relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas.

El factor de carga se obtiene mediante la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima, que se expresan en las mismas unidades, haciendo que el factor de carga sea adimensional. Este valor debe estar comprendido entre cero y uno, y se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$Fc = \frac{D_{prom}}{D_{máx}} \quad (7)$$

Además, el Factor de pérdidas se expresa en función del Factor de Carga, definido como la proporción entre las pérdidas medias y las pérdidas máximas. Según la experiencia



adquirida en EE. UU., este factor se resume en la ecuación 2.

$$F_{pérd} = 0,3Fc + 0,7Fc^2 \quad (8)$$

Una vez que se ha calculado el factor de pérdidas, es necesario realizar un análisis de carga del alimentador para determinar la potencia de pérdidas en condiciones de máxima demanda. Utilizando este resultado junto con el número de horas en el mes, se calculan las pérdidas mensuales de energía del alimentador mediante la siguiente fórmula:

$$E_{ner_{pérd}} = F_{pérd} * P_{pérd_{máx}} * T \quad (9)$$

Donde:

$E_{ner_{pérd}}$:	Energía de pérdidas resistivas
$F_{pérd}$:	Factor de pérdidas
$P_{pérd_{máx}}$:	Potencia de pérdidas en demanda máxima
T :	Periodo

3.2.3.2. Método de Samuel Ramírez Castaño

Las pérdidas de potencia y energía se obtienen en función del factor de pérdidas, mismo que es calculado en base a la sumatoria de los cuadrados de la demanda en cada intervalo y la demanda máxima al cuadrado, como se puede apreciar en la siguiente formula:

$$F_{pérd} = \frac{\sum D_i^2 * h}{D_{máx}^2 * T} \quad (10)$$



En donde:

$F_{pérd}$ = Factor de Pérdidas

$\sum D_i^2 * h$ = Sumatoria de demandas en cada intervalo elevadas al cuadrado por h

h = Duración del intervalo de demanda

$D_{máx}$ = Demanda Máxima

T = Período

Ya obtenido el factor de pérdidas, las pérdidas de energía se obtienen mediante el producto entre la potencia de pérdidas a demanda máxima, el factor de pérdidas y el periodo al igual que la formula (9).

3.4.5. Pérdidas totales del alimentador

Las pérdidas totales en el alimentador se obtienen a partir de la diferencia entre la energía que registra el sistema de medición en la cabecera del alimentador y la energía que registra el medidor de cada usuario.

El porcentaje de pérdidas en cada etapa funcional se determina mediante la división de las pérdidas calculadas en cada etapa respecto a las pérdidas totales, obteniendo así el porcentaje de pérdidas técnicas de energía por cada etapa funcional.

Finalmente, las pérdidas no técnicas se determinan restando las pérdidas técnicas de las pérdidas totales, y su porcentaje se calcula en relación con las pérdidas totales.



3.3. Procedimiento y análisis de datos.

Para realizar el cálculo integral de pérdidas de energía en el alimentador San Agustín No.4 y determinar los porcentajes por cada etapa funcional, se siguieron meticulosamente los siguientes procedimientos detallados.

3.3.1. Recopilación de datos

En colaboración con el área GIS de EMELNORTE, se accedió a la información del alimentador estudiado a través de la base de datos del software ArcGIS. Esta información abarcó el recorrido completo del sistema eléctrico que comprende desde la cabecera del alimentador hasta los consumidores. Se incluyeron detalles específicos como la red de medio voltaje, transformadores de distribución, red de bajo voltaje, acometidas, medidores, alumbrado público, así como los niveles de voltaje, secuencia de fases, tipo de conductor, estructura utilizada, cantidad y capacidad de transformadores (monofásicos, bifásicos o trifásicos), número de puntos de carga y usuarios, y la potencia y cantidad de luminarias junto con sus respectivas características operativas.

Otra información requerida fue el registro de las mediciones de demanda y energía en la cabecera del alimentador cada cinco minutos a lo largo de un mes; esta información se obtuvo del departamento SCADA de EMELNORTE.

3.2.3.1. Modelación de la red de bajo voltaje

Posterior a la obtención de la información del software ArcGIS se procedió a migrala al software CYME para la respectiva modelación.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



Inicialmente, el consumo de energía facturada de los usuarios correspondientes a un transformador se colocaba en una carga concentrada conectada directamente al secundario de este como se observa en la Figura 7.

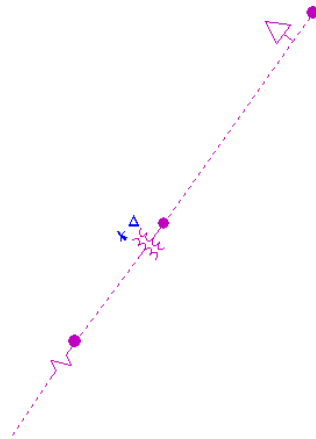


Figura 7. Transformador con carga concentrada antes de la modelación.

Lo que se realizó fue eliminar dicha carga concentrada y el transformador para agregar una vista imbricada conectada directamente a la red de medio voltaje, dentro de la cual se incorporó el transformador como se puede observar en la Figura 8; En la Figura 9 se muestra que la red de bajo voltaje inicia desde el secundario del transformador

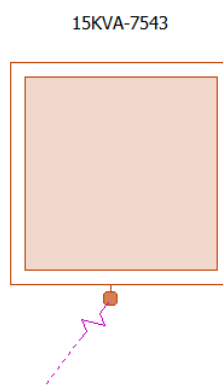


Figura 8. Vista imbricada de un transformador monofásico de 15kVA



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD

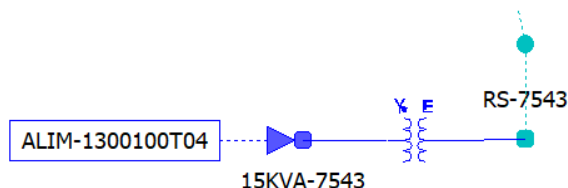


Figura 9. Red secundaria de un transformador monofásico de 15kVA

Posterior a esto se procedió a colocar los parámetros del transformador, como lo son la zona en la que se encuentra, que en este caso sería media tensión, a que fase se encuentra conectado en caso de ser monofásico o bifásico y el ID del transformador, tal como se indica en la Figura 10.

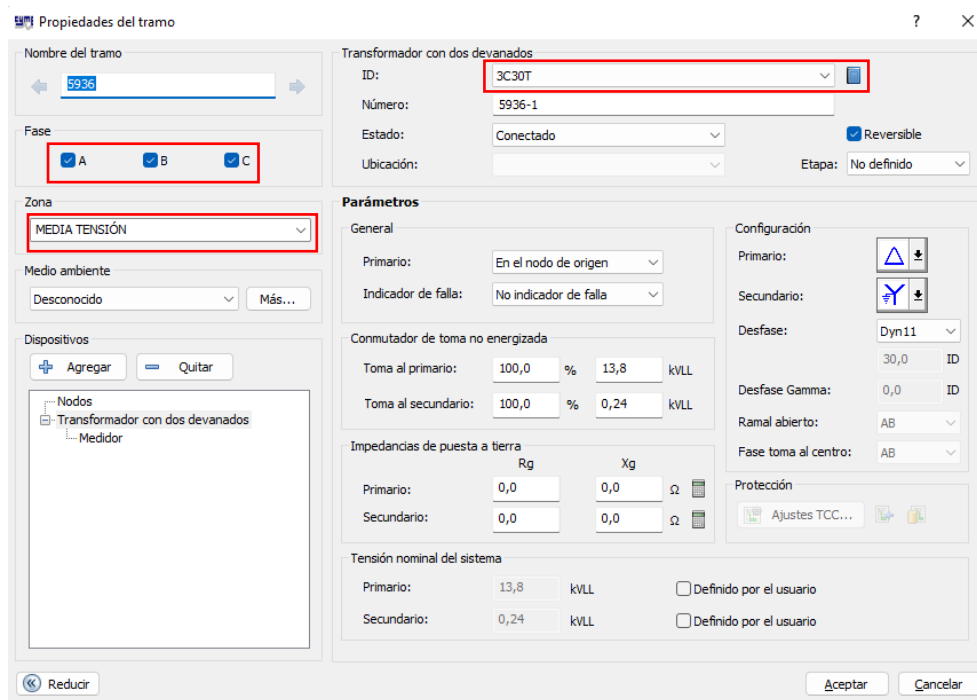


Figura 10. Datos técnicos de un transformador

Seguidamente, se añadió la red secundaria desde la cual se modeló un tramo con las respectivas especificaciones como son la zona que en este caso fue baja tensión, la fase en la que se encuentra conectado el tramo, el tipo que sería configuración por fase, la longitud, el



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



tipo de conductor de fase y neutro y el espaciamiento entre conductores como se observa en la Figura 11.

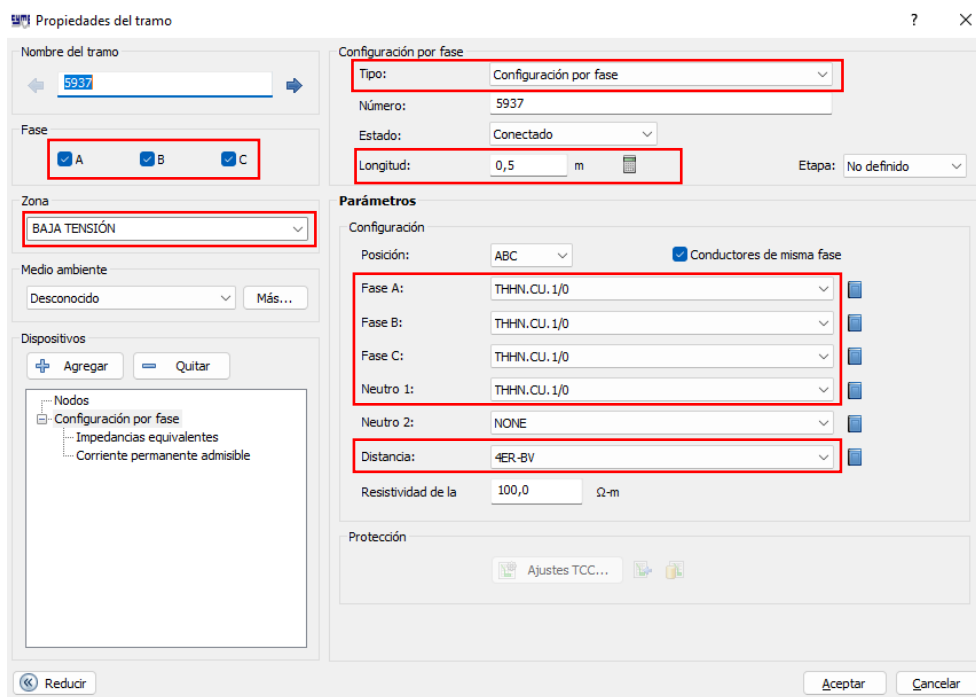


Figura 11. Datos técnicos de una red secundaria

Igualmente, para las conexiones a las acometidas se seleccionó la zona de bajo voltaje, especificando el tipo de cable, longitud y características del conductor tanto para la fase como para el neutro, como se indica en la Figura 12. Para distinguir entre una red de bajo voltaje y una acometida, cada conexión de acometida se modeló como un cable, es decir, como un conductor aislado, lo cual simplifica la diferenciación entre la red secundaria y las conexiones individuales a los usuarios.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD

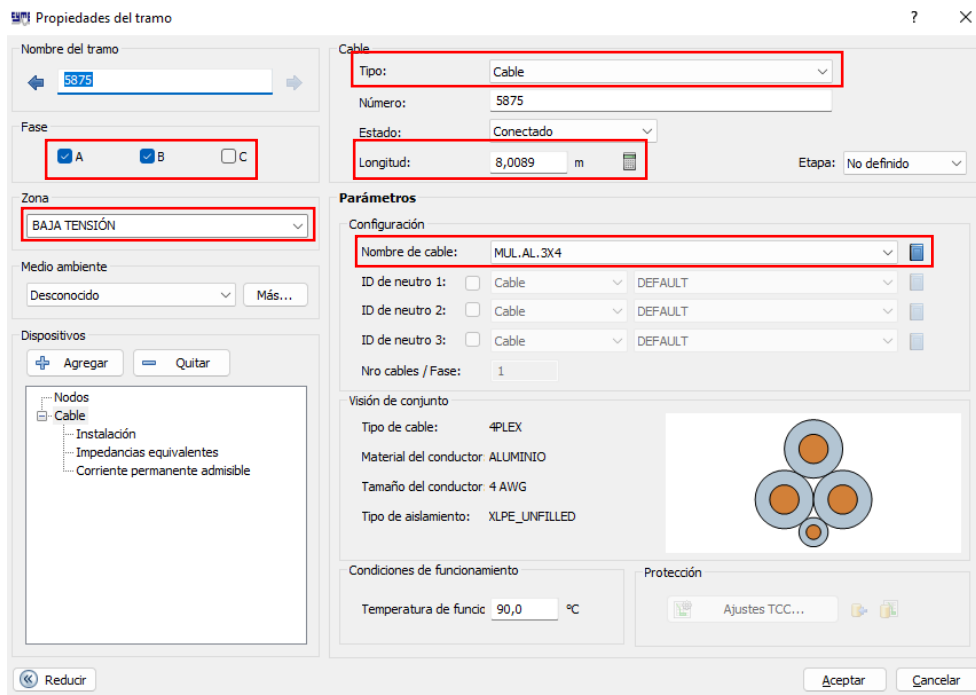


Figura 12. Datos técnicos de una acometida

Para incorporar las cargas correspondientes a los medidores, se configuró una red con las especificaciones de zona en baja tensión, identificada con las iniciales AC y el número de medidor, además de detalles como el área, el nivel de voltaje y la región correspondiente, tal como se ilustra en la Figura 13. Luego, se añadió una carga, ingresando los datos de la zona de bajo voltaje, la fase correspondiente y el consumo, como se puede ver en la Figura 14.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



Figura 13. Creación de una red para acometidas

	A	B	C	Total	Formato:
Potencia real:	0,0	0,0	0,0	0,0	kW
Potencia reactiva:	0,0	0,0	0,0	0,0	kvar
Consumo:	0,0	112,33	0,0	112,33	kWh
Capacidad conectada:	0,0	0,0	0,0	0,0	kVA
Clientes:	0,0	1,0	0,0	1,0	

Figura 14. Características de los medidores



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



Para el alumbrado público, el procedimiento es similar al de las cargas para los medidores, excepto que en este caso no se establece una red, debido a que la carga se conecta directamente. Dentro de las especificaciones técnicas se registró la potencia real, el factor de potencia y el consumo de las luminarias, detallado en la Figura 15.

	A	B	C	Total	
Potencia real:	0,0	150,0	0,0	150,0	kW
Factor de potencia:	100,0	80,0	100,0	80,0	%
Consumo:	0,0	60,48	0,0	60,48	kWh
Capacidad conectada:	0,0	0,0	0,0	0,0	kVA
Clientes:	0,0	0,0	0,0	0,0	

Figura 15. Características del alumbrado público

Para obtener las pérdidas de potencia en la demanda máxima, se realizó una distribución de la carga con el fin de distribuir la potencia medida en el inicio del alimentador entre todas las cargas conectadas a él. Este proceso implica analizar los registros del sistema de medición, de los cuales se obtienen la demanda máxima, los voltajes de línea en porcentaje de la unidad, las corrientes de línea y los factores de potencia. Estos parámetros eléctricos se ingresan en la cabecera del alimentador en el software Cymedist antes de proceder con la distribución de carga, tal como se muestra en las Figura 16 y Figura 17.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



Tensiones del equivalente de fuente

Nominal: kVLL Equilibrado

	A	B	C	
Servicio:	<input type="text" value="0,97666"/>	<input type="text" value="0,99026"/>	<input type="text" value="0,98024"/>	<input type="text" value="p.u."/> ▼
Ángulo:	<input type="text" value="0,0"/>	<input type="text" value="-120,0"/>	<input type="text" value="120,0"/>	ID Transf

Figura 16. Tensiones del equivalente de fuente

Demanda

Ingresar la demanda de la red

Modelo de carga: ▼ Conectado

Tipo: ▼ Total

A	<input type="text" value="108,79"/>	<input type="text" value="97,41"/>	<input type="button" value="Precisión..."/> <input type="button" value="Factores..."/>
B	<input type="text" value="95,95"/>	<input type="text" value="97,43"/>	
C	<input type="text" value="90,27"/>	<input type="text" value="97,38"/>	

Figura 17. Demanda de la red

Para llevar a cabo la distribución de carga, se optó por utilizar el método de Newton-Raphson desequilibrado y se activó la relajación de restricciones en casos donde no se lograra la convergencia, tal como se visualiza en la Figura 18 y Figura 19. Además, se eligieron las redes específicas de estudio, detalladas en la Figura 20. Finalmente, se ejecutó el proceso y se generaron los informes necesarios para el estudio, incluyendo el reporte sumario y a líneas y cables.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD

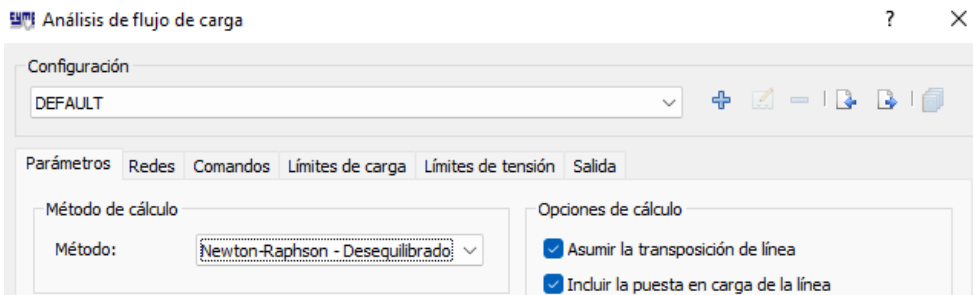


Figura 18. Método de cálculo

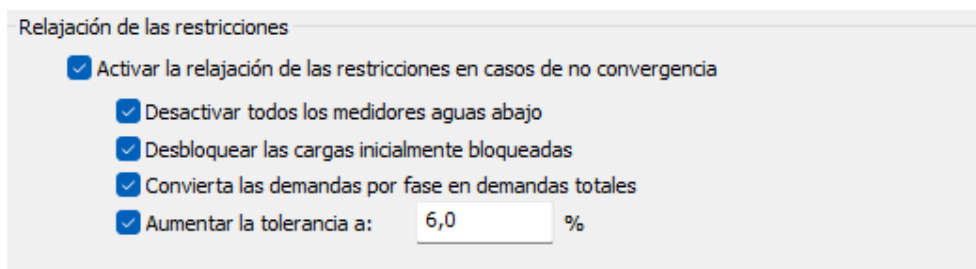


Figura 19. Relajación de las restricciones

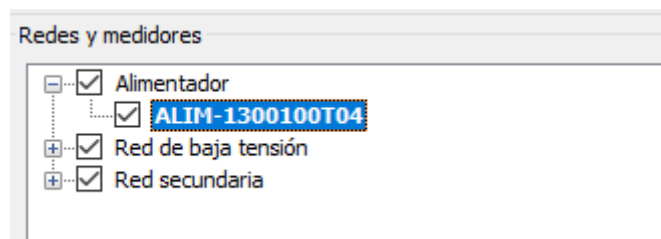


Figura 20. Redes de estudio

En la Figura 21 se presenta una de las redes de bajo voltaje con mayor extensión de territorio y con mayor cantidad de puntos de carga y usuarios

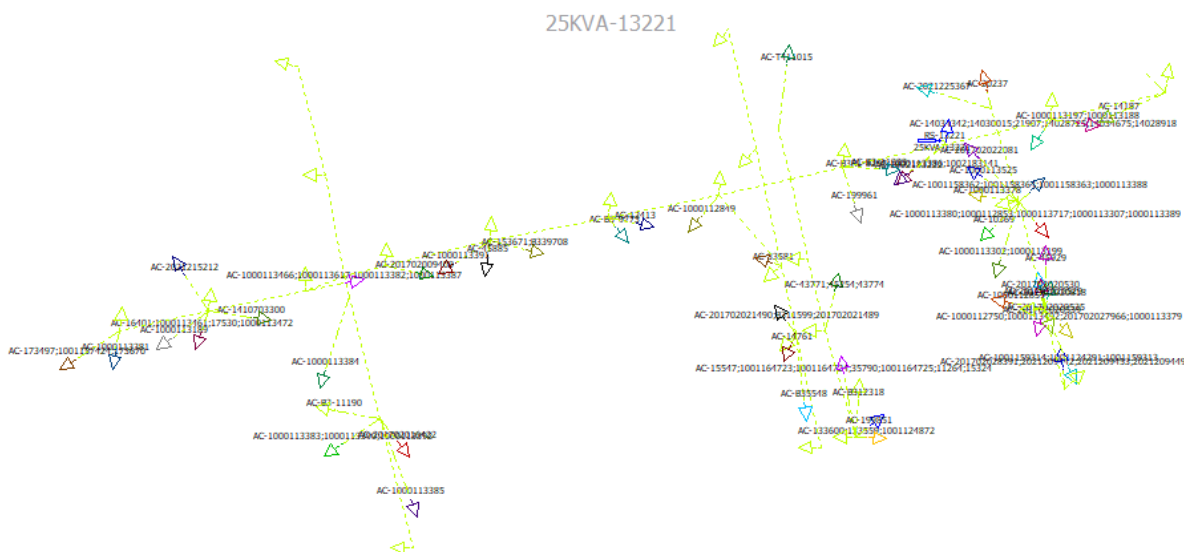


Figura 21. Red de bajo voltaje de un transformador monofásico de 25kVA de capacidad

CAPITULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS

A continuación, se muestran los resultados obtenidos de la modelación y el cálculo de pérdidas de energía en el alimentador de acuerdo con lo descrito en el capítulo III, para finalmente realizar un análisis del porcentaje de pérdidas de energía obtenidas por etapa funcional.

4.1. Cálculo de pérdidas de potencia mediante la modelación del alimentador

Posterior a la modelación del alimentador, se realizó la distribución de carga y se corrió el flujo de carga, de esta manera se obtiene las potencias de pérdidas a demanda máxima en el reporte sumario, reporte sumario por voltajes para determinar las pérdidas de medio y bajo



voltaje, reporte de transformadores y finalmente el reporte de líneas y cables para determinar las pérdidas en redes primarias y secundarias.

Haciendo uso del reporte de líneas y cables podemos obtener las pérdidas de potencia en medio voltaje y en cuanto a bajo voltaje se obtuvo la potencia de pérdidas en redes secundarias, acometidas y en el cable del alumbrado público, esto debido a especificaciones de cada etapa funcional; para pérdidas en medio voltaje se realiza un filtro por voltaje de 13,8 kV y por el conductor ASCR, para redes en bajo voltaje el filtro se realiza por su voltaje de 240V en redes monofásicas y 220V en redes trifásicas, tomando en cuenta que las redes secundarias utilizan un conductor de tipo ASC, respecto a las acometidas el conductor que utilizan es de tipo aislado (cable) y finalmente el alumbrado público hace uso de cable tipo TW.CU.

Los datos obtenidos son los siguientes:

Tabla 3.

Reporte detallado de las pérdidas de potencia por etapa funcional (kW)

PÉRDIDAS EN ALIMENTADOR PRIMARIO	
Línea aérea	27,63
Cable	0,69
Subtotal	28,32

PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES	
Pérdidas de carga del transformador	178,28
Pérdidas en vacío del transformador	19,23
Subtotal	197,51

PÉRDIDAS EN ALIMENTADOR SECUNDARIO	
Línea aérea	237,84
Subtotal	237,84

PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS	
Cable	27,15
Subtotal	27,15



PÉRDIDAS EN ALUMBRADO PÚBLICO	
Alumbrado Público	14,66
Subtotal	14,66

PÉRDIDAS EN MEDIDORES	
Pérdidas bobina de voltaje	0,95
Pérdidas bobina de corriente	0,67
Subtotal	1,62

Total	507,10
--------------	---------------

En la Tabla 3 se muestran las pérdidas de potencia por etapa funcional obtenidas en los reportes tras la modelación del alimentador.

4.3. Métodos aplicados

A continuación, se detalla los resultados obtenidos mediante cada uno de los métodos descritos en el capítulo III para el cálculo de pérdidas de energía.

4.3.1. Cálculo de pérdidas mediante el método de Mentor Poveda

Para aplicar este método se determinó la potencia de pérdidas en cada intervalo de tiempo del registro de medición empleando la ecuación (1), esto debido a que el reporte sumario posterior al flujo de carga proporcionó únicamente la potencia de pérdidas en el intervalo de demanda máxima.

Una vez obtenidas las potencias de pérdidas en cada intervalo de tiempo se procedió a calcular la energía de pérdidas por cada etapa funcional multiplicando la sumatoria de las pérdidas de potencia en cada intervalo por la duración del intervalo, tal como lo indica la ecuación (2).

Datos:



Δt : 5/60

ΣP_{pot_Di} : 106.365,91

Evaluando la sumatoria de potencia de pérdidas en “líneas aéreas en MV” en la ecuación (2) se obtuvo:

$$Perd_{energ} = \left(\frac{5}{60}\right) * 106.365,91$$

$$Perd_{energ} = 8.863,83$$

El método de Mentor Poveda especifica el cálculo de las pérdidas de energía en elementos resistivos para cada una de las etapas funcionales, excluyendo las etapas de vacío del transformador, medidores y alumbrado público general. Las pérdidas en vacío del transformador se calculan utilizando la fórmula (3)

$$Perd_{energ_núcleo} = 20,18 * 29 * 24$$

$$Perd_{energ_núcleo} = 14.042,92$$

Para calcular las pérdidas de energía en los medidores, se emplean las fórmulas (4) y (5), las cuales se utilizan respectivamente para calcular las pérdidas en la bobina de voltaje y en la bobina de corriente de manera individual. Las pérdidas totales se obtienen sumando estas pérdidas calculadas. A continuación, se muestra el cálculo de pérdidas en un medidor en específico.

Haciendo uso de la ecuación (4) se obtiene las pérdidas en la bobina de voltaje:



Datos:

$$Perd_{pc_{bv}} = 0,8$$

$$Pérd_{ener_{bobv}} = \frac{0,8 * 29 * 24}{1000}$$

$$Pérd_{ener_{bobv}} = 0,5568$$

Nota: El resultado se divide para 1000 para convertirlo a kWh

Seguidamente, empleando la ecuación (5) se obtienen las pérdidas en la bobina de corriente:

Datos:

$$I_{dem-máx} = 13,59606609$$

$$I_{dem_{nom}} = 80$$

$$Perd_{pc_{bc}} = 0,5$$

$$Perd_{bobina_{corr}} = \frac{\left(\frac{13,59606609}{80}\right)^2 * 0,5 * 29 * 24 * 0,8}{1000}$$

$$Perd_{bobina_{corr}} = 0,008041106$$

En este caso, los datos de pérdida de potencia en la bobina de corriente se encuentran en VA y para transformar de potencia aparente a potencia activa se multiplica por el factor de potencia que es 0,8; Además, se divide para 1000 al igual que en el caso anterior para transformar kWh.

Finalmente, las pérdidas de energía en el cable de alumbrado público se determinan mediante la aplicación de la ecuación (6)

$$Perd_{energía_{ap}} = 14,66 * 0,5 * 29 * 24$$

$$Perd_{energía_{ap}} = 5.101,68$$

**Tabla 4.**

Resultado de pérdidas de energía mediante el método de Mentor Poveda

PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA			
ALIMENTADOR PRIMARIO			
	Perd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	27,63	8.863,83	5,17
Cable	0,69	221,36	0,13
TRANSFORMADORES			
	Perd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Pérdidas de carga del transformador	178,28	57.193,01	33,37
Pérdidas en vacío del transformador	19,23	13.384,08	7,81
ALIMENTADOR SECUNDARIO			
	Perd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	237,84	76.300,12	44,51
ACOMETIDAS			
	Perd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Cable	27,15	8.709,84	5,08
ALUMBRADO PÚBLICO			
	Perd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Alumbrado público	14,66	5.101,68	2,98
MEDIDORES			
	Perd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Pérdidas bobina de voltaje	0,95	1.526,19	0,89
Pérdidas bobina de corriente	0,67	110,42	0,06
Total	507,10	171.410,53	100

4.3.2. Cálculo de pérdidas mediante el método de Samuel Ramírez Castaño

Para el siguiente método, se utilizó el registro del sistema de medición cada 5 minutos (cada 5/60 horas), junto con los datos del reporte sumario obtenido del análisis del flujo de carga. Estos datos incluyen la potencia de pérdidas durante la demanda máxima en cada etapa funcional, la propia demanda máxima, la suma de las demandas máximas al cuadrado y el período correspondiente.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



Datos:

$$h = 5/60$$

$$D_{\text{máx}} = 2.248,45 \text{ kW}$$

$$\Sigma D_i^2 = 18.698.509.687,74 \text{ kW}$$

$$D_{\text{máx}}^2 = 5.055.988,30 \text{ kW}$$

$$T = 696$$

Se procedió a obtener el factor de pérdidas, para lo cual se utilizó la ecuación (10).

Reemplazando los valores se obtuvo:

$$F_{\text{pérd}} = \frac{18.698.509.687,74 \text{ kW} * \left(\frac{5}{60}\right)}{5.055.988,3 \text{ kW} * 696}$$

$$F_{\text{pérd}} = 0,44280$$

Con este resultado se logró conseguir la energía de pérdidas a través de la ecuación (9).

Reemplazando los valores de potencia de líneas aéreas en medio voltaje que se muestran en la Tabla 3 se obtuvo:

$$E_{\text{pérd}} = 0,44280 * 696 * 27,63$$

$$E_{\text{pérd}} = 8.515,31$$

En la Tabla 5 se muestra la energía de pérdidas en cada etapa funcional.

**Tabla 5.**

Resultado de pérdidas de energía por el método de Samuel Ramírez Castaño

PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA			
ALIMENTADOR PRIMARIO			
	Perd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	27,63	8.515,31	5,15
Cable	0,69	212,65	0,13
TRANSFORMADORES			
	Perd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Pérdidas de carga del transformador	178,28	54.944,26	33,21
Pérdidas en vacío del transformador	19,23	13.384,08	8,09
ALIMENTADOR SECUNDARIO			
	Perd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	237,84	73.300,10	44,30
ACOMETIDAS			
	Perd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Cable	27,15	8.367,38	5,06
ALUMBRADO PÚBLICO			
	Perd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Alumbrado público	14,66	5.101,68	3,08
MEDIDORES			
	Perd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Pérdidas bobina de voltaje	0,95	1.526,19	0,92
Pérdidas bobina de corriente	0,67	110,42	0,07
Total	507,10	165.462,07	100

4.3.3. Cálculo de pérdidas mediante el método de relación de factor de carga y factor de pérdidas

Para el cálculo de pérdidas por el presente método, inicialmente se calculó el factor de carga mediante la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima como lo indica la fórmula (7), posteriormente, se obtuvo el factor de pérdidas en función del factor de carga con la fórmula (8). Finalmente, se calculó las pérdidas de energía en base a la fórmula (9).



Los datos iniciales como lo son la demanda promedio y la demanda máxima se encuentran en el registro mensual de demanda registrado por el sistema de medición en la cabecera del alimentador; el periodo se obtuvo multiplicando las 24 horas del día por los días del mes.

Datos:

$$D_{\text{máx}} = 2.248,45 \text{ kW}$$

$$D_{\text{prom}} = 1.432,48 \text{ kW}$$

$$T = 696 \text{ h}$$

Inicialmente, se comenzó con la obtención del factor de carga, para lo cual se hizo uso de la ecuación (1)

Reemplazando los valores se obtuvo:

$$F_c = \frac{1.432,48 \text{ kW}}{2.248,45 \text{ kW}} = 0,637066$$

Este resultado se empleó para el cálculo del factor de pérdidas, como lo indica la fórmula (8).

El resultado al reemplazar los datos en la ecuación es:

$$F_{\text{pérd}} = 0,3(0,637066) + 0,7(0,637066)^2$$

$$F_{\text{pérd}} = 0,475217074$$

Finalmente, aplicando la fórmula (9) y reemplazando la potencia de pérdidas a demanda máxima conseguida en los reportes, tal como se mostró en la tabla 3, se obtuvo las pérdidas de líneas aéreas en medio voltaje:

$$E_{\text{pérd}} = 0,475217074 * 696 * 27,63$$

$$E_{\text{pérd}} = 9.138,652432$$



El proceso es el mismo para cada etapa funcional, excepto para las pérdidas en vacío del transformador, siendo que para este se utiliza la ecuación (3); los resultados en energía y en porcentaje se muestran detallados a continuación en la Tabla 4.

Tabla 6.

Resultado de pérdidas de energía por el método de relación de factor de carga y factor de pérdidas.

PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA			
ALIMENTADOR PRIMARIO			
	Perd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	27,63	9.138,65	5,19
Cable	0,69	228,22	0,13
TRANSFORMADORES			
	Perd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Pérdidas de carga del transformador	178,28	58.966,30	33,48
Pérdidas en vacío del transformador	19,23	13.384,08	7,60
ALIMENTADOR SECUNDARIO			
	Perd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	237,84	78.665,84	44,67
ACOMETIDAS			
	Perd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Cable	27,15	8.979,89	5,10
ALUMBRADO PÚBLICO			
	Perd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Alumbrado público	14,66	5.101,68	2,90
MEDIDORES			
	Perd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Pérdidas bobina de voltaje	0,95	1.526,19	0,87
Pérdidas bobina de corriente	0,67	110,42	0,06
Total	507,10	176.101,27	100



4.3.4. Resultados finales

En la Tabla 7, se muestran los resultados del cálculo de pérdidas de energía en cada etapa funcional obtenidos mediante las tres metodologías.

Tabla 7.
Resultados de la energía de pérdidas en cada etapa funcional

	Fcarga vs Fpérd	Samuel Ramírez	Mentor Poveda
ALIMENTADOR PRIMARIO	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)
Línea aérea	9.138,65	8.515,31	8.863,83
Cable	228,22	212,65	221,36

	Fcarga vs Fpérd	Samuel Ramírez	Mentor Poveda
TRANSFORMADORES	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)
Pérdidas de carga del transformador	58.966,30	54.944,26	57.193,01
Pérdidas en vacío del transformador	13.384,08	13.384,08	13.384,08

	Fcarga vs Fpérd	Samuel Ramírez	Mentor Poveda
ALIMENTADOR SECUNDARIO	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)
Línea aérea	78.665,84	73.300,10	76.300,12

	Fcarga vs Fpérd	Samuel Ramírez	Mentor Poveda
ACOMETIDAS	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)
Cable	8.979,89	8.367,38	8.709,84

	Fcarga vs Fpérd	Samuel Ramírez	Mentor Poveda
ALUMBRADO PÚBLICO	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)
Alumbrado público	5.101,68	5.101,68	5.101,68

	Fcarga vs Fpérd	Samuel Ramírez	Mentor Poveda
MEDIDORES	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)
Pérdidas bobina de voltaje	1.526,19	1.526,19	1.526,19
Pérdidas bobina de corriente	110,42	110,42	110,42

Se puede observar en la comparativa de resultados que los mismos no varían significativamente.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



4.3.5. Cálculo de pérdidas no técnicas del alimentador Ajaví No.4

En la tabla 8 se muestran los valores de energía inyectada en el alimentador Ajaví No.4. obtenidos del sistema de medición en la cabecera de este, la energía consumida se obtuvo del sistema comercial. Las pérdidas totales de energía se obtienen por diferencia entre la energía inyectada y la energía consumida; Las pérdidas técnicas de energía fueron calculadas por los tres métodos descritos en este trabajo de grado y finalmente, las pérdidas de energía no técnicas se calcularon mediante la diferencia entre las pérdidas totales de energía y las pérdidas técnicas de energía.

Tabla 8.
 Pérdidas técnicas y no técnicas del alimentador Ajaví No.4

	Energía inyectada	Energía consumida	Pérdidas Totales		Pérdidas Técnicas		Pérdidas no Técnicas	
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	%	(kWh)	%	(kWh)	%
Mentor Poveda	3.100.111,22	2.728.097,88	372.013,35	100	171.410,53	46,08	200.602,82	53,92
Samuel Ramírez Castaño	3.100.111,22	2.728.097,88	372.013,35	100	165.462,07	44,48	206.551,28	55,52
Factor de carga vs Factor de pérdidas	3.100.111,22	2.728.097,88	372.013,35	100	176.101,27	47,34	195.912,08	52,66



Conclusiones

- Las metodologías utilizadas para el cálculo de pérdidas de energía en elementos resistivos por etapa funcional, se requiere previamente, la determinación de las pérdidas de potencia máxima, estas se las obtiene mediante la modelación y corrida de un flujo de carga en el alimentador primario en medio voltaje, transformadores de distribución, redes secundarias, y acometidas, para el caso de medidores, se requiere previamente identificar en sus catálogos las pérdidas de potencia en las bobinas de voltaje y corriente.
- El método de factor de pérdidas en función del factor de carga, independiente de los registros de demanda en cada intervalo, permite calcular la energía de pérdidas técnicas directamente conocida la potencia de pérdidas a demanda máxima y su período; el método de Samuel Ramírez Castaño, calcula el factor de pérdidas, en función de las demandas de potencia en cada intervalo, la demanda máxima, la duración del intervalo de demanda y el período, mientras que, Mentor Poveda calcula las potencias de pérdidas en cada intervalo, en función de las demandas y el factor de potencia en el intervalo y en demanda máxima, incluida la potencia de pérdidas a demanda máxima obtenida del flujo de carga.
- El cálculo de pérdidas de energía por los métodos analizados, presentan resultados parecidos, lo que confirma la confiabilidad de los resultados, el cálculo de las pérdidas técnicas son necesarias para determinar las pérdidas no técnicas como resultado de restar las totales menos las pérdidas técnicas calculadas en este trabajo de grado, las pérdidas totales son el resultado de las pérdidas registradas por el sistema de medición ubicado en la cabecera del alimentador y las lecturas tomadas por EmelNorte.

**Recomendaciones**

- Desarrollar una interfaz que permita migrar la información de las redes de bajo voltaje de la base de datos de ArcGIS al Cymdist, lo que permitirá actualizar directamente las redes de bajo voltaje, acometidas y alumbrado público sin necesidad de estar modelando manualmente estas redes, como se realizó en este trabajo de grado para determinar las pérdidas de energía por etapa funcional.



Referencias bibliográficas.

- [1] “Emelnorte,” 2022.
- [2] J. Méndez, “Reducción de pérdidas técnicas mediante la aplicación de flujo cero en las redes de media tensión.,” 2020.
- [3] M. A. Valero, “IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES CASOS DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CLIENTES RESIDENCIALES DE LA CIUDAD DE GUAYAQUIL, MEDIANTE EL ANÁLISIS DE DETECCIÓN DE CELDAS DESVIADAS.,” 2019.
- [4] F. Freire, “ESTUDIO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S. A.,” 2019.
- [5] R. Jiménez, T. Serebrisky, and J. Mercado, “Dimensionando las pérdidas de electricidad en ELECTRICIDAD,” 2014.
- [6] M. Poveda, “PREPARACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE PARA LA TECNOLOGÍA DE ‘SMART GRIDS,’” 2011.
- [7] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, “ESTADÍSTICA ANUAL Y MULTIANUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.,” 2022.
- [8] L. V. Córdova and G. G. Tibanquiza, “MODELO MATEMÁTICO DE APROXIMACIÓN CUADRÁTICA PARA EL FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN,” 2020.
- [9] M. E. Ocapana and F. I. Valencia, “DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL ALIMENTADOR 3 DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO MEDIANTE LA UBICACIÓN DE ALMACENADORES DE ENERGÍA,” 2020.
- [10] M. A. Ramírez and C. G. Villa, “ANÁLISIS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN A NIVEL DE 13.8 kV EN EL ALIMENTADOR 1 DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO PERTENECIENTE A ELEPCO S.A.,” 2018.
- [11] H. E. Hernández Riaño, “Diagrama de una red de distribución radial,” Apr. 2017, Accessed: Jun. 17, 2023. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-Diagrama-de-una-red-de-distribucion-radial_fig1_359246177
- [12] A. Farina, “Distribución de la energía eléctrica en instalaciones de potencia,” Aug. 2017.



- [13] C. Mendez, “2. Sistemas de distribución,” 2017.
- [14] J. Espina, “CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN,” 2003.
- [15] G. J. Aguirre and E. G. Toapanta, “APLICACIÓN DE ALGORITMOS GENÉTICOS PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE CONDENSADORES EN EL ALIMENTADOR PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL,” 2021.
- [16] C. D. Mejía, “Estudio de la troncal de los alimentadores rurales N° 2 de las Subestaciones 08 y 13 de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. para establecer puntos de redundancia,” 2022.
- [17] J. G. Mar Pérez and E. D. Vidal López, “DESCRIPCIÓN Y FUNCIÓN DEL EQUIPO DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA,” 2011. Accessed: Jul. 15, 2023. [Online]. Available:
https://www.academia.edu/21574726/DESCRIPCION_Y_FUNCION_DEL_EQUIPO_DE_UNA_SUBESTACION_ELECTRICA
- [18] J. J. Báez Zamora, B. F. Chere Quiñónez, A. J. Martínez Peralta, K. Y. Simisterra Quiñónez, and F. F. Portocarrero Rivas, “Optimización de potencia en transformadores de distribución,” *Polo del Conocimiento*, vol. 2, no. 12, p. 31, Mar. 2018, doi: 10.23857/pc.v2i12.408.
- [19] R. Espinosa, “Sistemas de Distribución,” 2013.
- [20] Empresas Públicas de Medellín, “Guía Metodológica cálculo de pérdidas de energía,” Aug. 2019.
- [21] G. Briceño, “Efecto Joule,” 2018. Accessed: Jul. 07, 2024. [Online]. Available: <https://www.euston96.com/efecto-joule/>
- [22] O. Planas, “Ley de Joule y efecto Joule.” Accessed: Jul. 07, 2024. [Online]. Available: <https://solar-energia.net/electricidad/leyes/ley-de-joule>
- [23] Pérez, “Cálculo Capacidad Térmica de Conductores En Líneas Eléctricas.” Accessed: Jul. 07, 2024. [Online]. Available: <https://www.ingenieriaelectrica.online/calculo-capacidad-termica-de-conductores-en-lineas-electricas/>
- [24] J. L. Bajuelos Ortiz, “Reestructuración del circuito de distribución Primaria de Los Negritos del Municipio de Banes.,” 2018.
- [25] C. E. Arias and G. F. Méndez, “Metodología basada en minería de datos para la detección de pérdidas no técnicas en sistemas de distribución de energía eléctrica,” 2022.
- [26] M. Poveda, “NUEVO MÉTODO PARA CALCULAR LAS PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON ALTAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS,” 1999.



- [27] CYME International, “CYME - Software, Análisis de sistemas de distribución.” Accessed: Jul. 07, 2024. [Online]. Available: <https://www.cyme.com/es/software/cymdist/>
- [28] ARCONEL, “RESOLUCIÓN No. ARCONEL-054/16 Regulación No. ARCONEL – 001/16,” 2016.
- [29] EMELNORTE, “Catálogo Equipos Emelnorte 2023,” 2023.
- [30] SISDAT, “Infraestructura Agosto 2023,” 2023.
- [31] M. Poveda, “Cálculo de pérdidas de energía en elementos resistivos,” 2016.
- [32] M. Poveda, “Cálculo de pérdidas en potencia y energía en transformadores,” 2016.
- [33] M. Poveda, “Cálculo de pérdidas en redes secundarias,” 2016.
- [34] M. Poveda, “Cálculo de pérdidas en acometidas y medidores,” 2016.

