



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

TEMA:

“CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA EN EL ALIMENTADOR SAN AGUSTÍN N°4 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. CON PERFILES DE CARGA POR ETAPA FUNCIONAL.”

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

Línea de investigación: Biotecnología, energía y recursos naturales renovables

AUTOR:

Naranjo Zalme Ian Esteban

DIRECTOR (A):

Ing. Pérez Cruz Segundo Hernán MSc.

Ibarra – Ecuador (2026)



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:	0450153929		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Naranjo Zalme Ian Esteban		
DIRECCIÓN:	Juan de Dios Navas y José Nicolas Vacas 2-43		
EMAIL:	ienaranioz@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:		TELÉFONO MÓVIL:	0990364983

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Cálculo de pérdidas de potencia y energía en el alimentador San Agustín N°4 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. con perfiles de carga por etapa funcional.
AUTOR (ES):	Naranjo Zalme Ian Esteban
FECHA DE APROBACIÓN: DD/MM/AAAA	28-01-2026
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero(a) Eléctrico(a)
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Olger Arellano MSc. 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 28 días de enero del 2026

EL AUTOR:

.....
Nombre: Naranjo Zalme Ian Esteban

**CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

Yo, Segundo Hernán Pérez Cruz en calidad de director del señor estudiante Ian Esteban Naranjo Zalme certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: “Cálculo de pérdidas de potencia y energía en el alimentador San Agustín N°4 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. con perfiles de carga 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



DEDICATORIAS

A Dios, que ha caminado a mi lado en cada paso. Sin Él, nada de esto habría sido posible, pues ha sido mi fortaleza en los momentos difíciles y mi esperanza en cada logro alcanzado.

A mi madre, Belen Zalme que gracias a su amor infinito e incontable esfuerzo he podido alcanzar cada uno de mis logros, ha sido mis ganas de salir adelante siempre y mi guía en cada paso que he dado, valoro mucho el esfuerzo que ha hecho por mí a pesar de no todo siempre ser fácil.

A mis abuelos, Fernando Zalme y Janneth Sevillano, por su apoyo constante a lo largo de mi vida, por su amor incondicional y por las valiosas enseñanzas que han contribuido de manera significativa a mi formación personal.

A mis hermanos, Andrés Obando, Valeria Morán y Diego Palma que son fuente de inspiración para poder alcanzar cada uno de mis logros y que me ayudan siempre a ser una mejor persona.

A mis tíos, Luis Zalme y Evelyn Zalme, por su apoyo incondicional en cada momento, por estar siempre presentes cuando más lo he necesitado y por las valiosas enseñanzas que me han brindado siempre.

A mi pareja, Alejandra Pérez, por su amor incondicional y por su apoyo en todo este proceso, ha caminado conmigo de la mano siempre que lo he necesitado y me ayudado en infinitas ocasiones haciendo que este logro sea posible.



AGRADECIMIENTOS

Agradezco profundamente a mi familia por su apoyo constante y por no dejarme solo en ningún momento. Su acompañamiento incondicional ha sido fundamental para el cumplimiento de cada una de las metas que me he propuesto, gracias a sus enseñanzas, su sabiduría y, sobre todo, al amor que siempre me han brindado.

Expreso mi más profunda gratitud a mi tutor, MSc. Hernán Pérez, por su guía constante, apoyo y paciencia durante el desarrollo de esta tesis. Agradezco sinceramente el haber compartido su conocimiento y experiencia, pues ha sido un honor trabajar bajo su orientación.

A mi asesor, MSc. Olger Arellano, expreso mi sincero agradecimiento por su valiosa contribución a este proceso académico. Sus observaciones, críticas constructivas y sugerencias han enriquecido de manera significativa el desarrollo y la calidad de este proyecto.



INDICE DE CONTENIDOS

CAPITULO I 13

INTRODUCCIÓN..... 13

1.1 Problema de investigación..... 13

1.1.1 Problemática a investigar. 13

1.1.2. Formulación de la pregunta de investigación 13

1.2 Objetivos 14

1.2.1. Objetivo general..... 14

1.2.2. Objetivos específicos..... 14

1.3 Alcance y delimitación 14

1.4 Justificación 15

CAPÍTULO II..... 17

MARCO TEÓRICO 17

2.1 Antecedentes 17

2.2 Bases teóricas 19

2.2.1. Sistema eléctrico..... 19

2.2.2 Sistemas de distribución..... 19

2.2.2.1. Alimentadores primarios..... 19

2.2.2.2. Transformadores de distribución 20

2.2.2.3. Redes secundarias de distribución..... 20

2.2.2.4. Acometidas..... 20

2.2.2.5. Medidores 20

2.2.2.6. Alumbrado público 21

2.2.3. Pérdidas de potencia..... 21

2.2.4. Pérdidas de energía 21

2.2.4.1. Pérdidas técnicas 21

2.2.4.2. Pérdidas no técnicas..... 22

2.2.5. Perfiles de carga..... 23

2.2.6. Carga eléctrica 23

2.2.6.1. Demanda 23



2.2.6.2. Demanda máxima	24
2.2.6.3. Demanda promedio.....	24
2.2.6.4. Carga conectada.....	24
2.2.6.5. Capacidad instalada.....	25
2.2.6.6. Factor de carga.....	25
2.2.6.7. Factor de pérdidas	25
2.2.7. Cálculo de pérdidas de energía método de Mentor Poveda.....	25
2.2.7.1. Pérdidas resistivas.....	26
2.2.7.2. Pérdidas en el núcleo del transformador	26
2.2.7.3. Pérdidas en redes secundarias	26
2.2.7.4. Pérdidas en acometidas	26
2.2.7.5. Pérdidas en medidores.....	27
2.2.8. Cálculo de pérdidas de energía utilizando factor de pérdidas	27
2.2.9. Cálculo de pérdidas de energía método Samuel Castaño	27
2.2.9.1. Pérdidas en una línea de distribución con carga concentrada	28
2.2.9.2. Pérdidas de potencia en función de los datos de la curva de carga	28
2.2.9.3. Cálculo de pérdidas en sistemas de distribución.....	28
2.2.10. Análisis de la metodología para el cálculo de pérdidas en el sistema eléctrico	29
CAPÍTULO III	31
MATERIALES Y MÉTODOS.....	31
3.1. Metodología.....	31
3.2. Procedimiento integral.....	32
3.3. Descripción del alimentador.....	33
3.3.1. Especificaciones técnicas del alimentador	34
3.4 Materiales.....	35
3.4.1. CYME.....	35
3.4.2. Modelación del alimentador en bajo voltaje	35
3.4.3. Creación e importación de perfiles	40
3.4.4. Analisis de flujo de carga con perfiles.....	41
3.4.5. Pérdidas de energía en el alimentador método Mentor Poveda.....	44
3.4.5.1. Pérdidas de energía en los alimentadores primarios	44



3.4.5.2. Pérdidas de energía en transformadores de distribución	45
3.4.5.3. Pérdidas de energía en alimentadores secundarios	46
3.4.5.4. Pérdidas de energía en acometidas	46
3.4.5.5. Pérdidas de energía en medidores	47
3.4.5.6. Pérdidas en bobina de voltaje	47
3.4.5.7. Pérdidas en bobina de corriente	47
3.4.5.8. Pérdidas en alumbrado público	48
CAPITULO IV	49
RESULTADOS Y ANÁLISIS	49
4.1. Cálculo de pérdidas de potencia mediante el módulo de perfiles de carga.....	49
4.1.1. Cálculo de pérdidas de energía mediante un día promedio horario.....	50
4.1.2. Cálculo de pérdidas de energía mediante una semana horaria.....	51
4.1.3. Cálculo de pérdidas de energía mediante un mes completo horario	53
4.2. Cálculo de pérdidas de energía mediante el método de Mentor Poveda.....	54
4.3. Resultados finales	56
4.4. Cálculo de pérdidas no técnicas del alimentador San Agustin Nro. 4.....	57
Conclusiones	59
Recomendaciones	60
Referencias bibliográficas.....	61



INDICE DE FIGURAS

Fig. 1 Sistema Eléctrico [6]..... 19

Fig. 2 Perfil de carga anual [14]..... 23

Fig. 3 Curva de demanda [18]..... 24

Fig. 4 Ubicación de la subestación San Agustín en Google Maps..... 33

Fig. 5 Diagrama unifilar de la subestación San Agustín, alimentador Nro. 4..... 34

Fig. 6 Vista Imbricada..... 36

Fig. 7 Modelación de un transformador dentro de la vista imbricada 36

Fig. 8 Datos técnicos de un transformador..... 37

Fig. 9 Datos de una red secundaria 37

Fig. 10 Datos de una acometida 38

Fig. 11 Red para agregar la carga..... 39

Fig. 12 Características de la carga..... 39

Fig. 13 Características de luminarias 40

Fig. 14 Método de distribución 42

Fig. 15 Periodo de estudio..... 43

Fig. 16 Método de escala de carga 43

Fig. 17 Reportes en cada intervalo de tiempo 44

Fig. 18 Perfil de carga 49

Fig. 19 Cálculo de potencia de pérdidas para el intervalo 4511 54



INDICE DE TABLAS

Tabla 1	22
Tabla 2	34
Tabla 3	35
Tabla 4	40
Tabla 5	51
Tabla 6	52
Tabla 7	53
Tabla 8	55
Tabla 9	56
Tabla 10	56
Tabla 11	57



RESUMEN

Las pérdidas de potencia y energía están presentes en todos los sistemas eléctricos, por ello, es necesario determinarlas, en cada una de sus etapas funcionales las cuales incluyen la red de medio voltaje, transformadores de distribución, red secundaria, acometidas, medidores y alumbrado público, para establecer su porcentaje con relación a las pérdidas totales que se obtienen de la diferencia entre la energía que ingresa en la cabecera del alimentador y la energía facturada a los abonados asociados al alimentador San Agustín Nro.4. Las pérdidas técnicas son calculadas mediante el método de perfiles de carga donde se realizó tres procesos distintos analizando un día, una semana y el mes. Las pérdidas de energía no técnicas se determinan como la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas. La determinación de estas pérdidas es fundamental para establecer planes de acción orientados a la recuperación de ingresos y a la mejora de la eficiencia del sistema, mediante la identificación de conexiones clandestinas, instalaciones no autorizadas y manipulaciones en los equipos de medición.

Palabras clave: Pérdidas de potencia, Pérdidas de energía, Perfiles de carga, etapas funcionales, sistema eléctrico.



ABSTRACT

Power and energy losses occur in all electrical systems; therefore, it is important to determine these losses at each functional stage of the system. These stages include the medium-voltage network, distribution transformers, the secondary network, service connections, meters, and public lighting. This study determines the percentage of losses in relation to the total losses, which are calculated as the difference between the energy entering the feeder head and the energy billed to users connected to San Agustín Feeder No. 4. Technical losses are calculated using the load profile method by analyzing three periods: one day, one week, and one month. Non-technical energy losses are determined as the difference between total losses and technical losses. Identifying these losses is essential for proposing actions to improve system efficiency and recover revenue, such as detecting illegal connections, unauthorized installations, and tampering with metering equipment.

Keywords: Power losses; Energy losses; Load profiles; Functional stages; Electrical system.



CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

Tema

Cálculo de pérdidas de potencia y energía en el alimentador San Agustín N°4 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. con perfiles de carga por etapa funcional.

El problema

1.1 Problema de investigación.

1.1.1 Problemática a investigar.

Las pérdidas de energía pueden presentarse a lo largo de las distintas etapas del proceso de generación, transmisión y distribución. En el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. han ido en aumento, alcanzando un 12,11% en 2022, a septiembre de 2024 las pérdidas totales han ido disminuyendo, alcanzando un valor de 11,32% valor que es mayor al 11,16% obtenido en el 2013. Sin embargo, es superior a la meta establecida por el MEM que es de 8,73%. Estos valores de pérdidas se deben a una combinación de pérdidas técnicas propias al transporte y distribución de la electricidad y ocurren debido a factores como la resistencia de los conductores y el efecto Joule, y pérdidas no técnicas, que incluyen el hurto de energía y errores en los sistemas de medición.

Las pérdidas de energía son calculadas por etapa funcional, EmelNorte S.A. calcula estas pérdidas en transformadores de distribución y en sus alimentadores, no obstante, las pérdidas de energía que se presentan en la red secundaria, acometidas, alumbrado público y medidores son estimadas utilizando estudios realizados en años anteriores de la Unidad de Pérdidas, estos porcentajes como una referencia para determinar las pérdidas en alimentadores con características similares.

1.1.2. Formulación de la pregunta de investigación

¿Cuáles son las pérdidas obtenidas al calcularlas en el alimentador San Agustín Nro. 4 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. utilizando el módulo de perfiles de carga del programa CYME?



1.2 Objetivos

1.2.1. Objetivo general

- Calcular las pérdidas de potencia y energía técnicas y no técnicas por etapa funcional en el alimentador San Agustín Nro. 4 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. mediante la utilización del módulo de perfiles de carga del programa CYME.

1.2.2. Objetivos específicos

- Analizar los métodos de cálculo de pérdidas en alimentadores primarios.
- Modelar en el programa CYME el alimentador San Agustín Nro. 4.
- Determinar las pérdidas técnicas y no técnicas por etapa funcional en alimentador San Agustín Nro.4 utilizando el módulo de perfiles de carga del programa CYME.

1.3 Alcance y delimitación

El presente trabajo de grado se fundamenta en la investigación bibliográfica de las pérdidas de potencia y energía por etapa funcional, con el objetivo de determinar mediante perfiles de carga las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas como la diferencia entre las pérdidas totales y las técnicas.

Para determinar las pérdidas de energía se resta la energía registrada en la cabecera del alimentador por el sistema de medición y la energía facturada a los consumidores, esta información, así como herramientas informáticas se obtendrán de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.

Para el cálculo de las pérdidas técnicas en el alimentador San Agustín Nro. 4 se llevará a cabo una modelación en medio voltaje utilizando el programa CYME, este proceso se realizará mediante la migración de la base de datos de ArcGIS hacia CYME, abarcando hasta los transformadores de distribución, por otro lado la modelación de las redes secundarias se realizará manualmente ya que por el momento no hay ninguna interfaz para migración de datos, este procedimiento permitirá actualizar la modelación del alimentador considerando que sus datos son dinámicos y que experimenta modificaciones en el transcurso del tiempo y debido también a transferencias de carga



o reconfiguraciones por repotenciación de subestaciones siendo este último el caso del alimentador en estudio.

Los perfiles de carga reflejan el comportamiento de la carga a lo largo del tiempo. Se obtienen a partir de los registros del sistema de medición en la cabecera del alimentador, convirtiendo los datos cuarto-horarios en horarios mediante el cálculo de la demanda promedio en el intervalo de demanda horarios, teniendo en cuenta el número de días del mes analizado.

Se definirán los perfiles de carga horarios correspondientes el alimentador, los cuales se ingresarán en el programa CYME. Se realizarán flujos de carga horarios para calcular las pérdidas técnicas mediante el módulo de perfiles de carga en cada etapa funcional: redes de media tensión, transformadores de distribución, redes de baja tensión, acometidas, medidores y alumbrado público. Los resultados se verificarán mediante una comparación con los métodos convencionales desarrollados por el PhD Mentor Poveda, específicamente el método de Olade, empleado por las empresas de distribución para calcular las pérdidas resistivas en los conductores.

1.4 Justificación

Gracias al convenio de cooperación interinstitucional entre la Universidad Técnica del Norte y la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. La información y herramientas que la empresa pone a disposición de los estudiantes logra el desarrollo de trabajos de grado con temas referentes al Sector Eléctrico. En el presente trabajo de grado es importante determinar la metodología más adecuada para la obtención de los porcentajes de pérdidas por etapa funcional debido a que EMELNORTE S.A. solo realiza una estimación, mismos que se compararan con los cálculos realizados en este trabajo de grado para determinar si las estimaciones se ajustan con los resultados obtenidos en el alimentado San Agustín Nro. 4.

Esta metodología será de gran importancia una vez que se obtenga una interfaz en bajo voltaje ya que puede utilizarse para automatizarla y obtener las pérdidas técnicas por etapa funcional y por diferencia las pérdidas no técnicas lo que permitirá mejorar la toma de decisiones en el manejo eficiente de la energía en los alimentadores, la empresa podrá mejorar los elementos de los cuales está compuesta la red de distribución además de identificar el hurto de energía y tomar acción para



el manejo eficiente de la energía en la empresa eléctrica. El presente estudio será de utilidad como base para calcular pérdidas en diferentes alimentadores.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Las pérdidas eléctricas son fenómenos físicos que suceden dentro del sistema eléctrico de potencia, esto sucede por el desarrollo de condiciones que tienen lugar al generar, transformar y distribuir la energía eléctrica, pérdidas que se logran obtener mediante el software CYMDIST modelando los alimentadores. A través de la interpolación de datos obtenidos cada cinco minutos de los medidores instalados en la cabecera de los alimentadores, se identificaron las pérdidas técnicas. Los resultados mostraron que el uso de herramientas computacionales permite obtener datos precisos sobre el comportamiento de la red, logrando estimaciones más ajustadas. [1]

Para una empresa distribuidora las pérdidas de energía afectan al desempeño de esta ya que para poder atender una determinada demanda no solo es necesario más energía, sino además de incrementar la capacidad de los equipos que conforman el sistema de distribución. Estas pérdidas se dividen en técnicas, propias al transporte y distribución de la electricidad y ocurren debido a factores como la resistencia de los conductores y el efecto Joule, y pérdidas no técnicas, que incluyen el hurto de energía y errores en los sistemas de medición. [2]

Ecuador ha registrado un aumento de pérdidas de energía entre 2013 y 2022, este incremento tiene como causa principal el crecimiento de las pérdidas no técnicas que aumentaron de 4,22% en 2013 a 7,03% en 2022, por otro lado, las pérdidas técnicas disminuyeron de 8,40% a 6,23% en el mismo periodo. En 2013 el sistema dio a conocer que el porcentaje de pérdidas de energía para ese año fue del 12,62%, mientras que para el 2022 se registró un 13,25% lo que representa un incremento del 0,63% dentro del periodo 2013 y 2022. [3]

Los valores de pérdidas para EmelNorte S.A. indican un comportamiento similar dado que en 2013 registra un porcentaje de pérdidas del 11,16% valor que es menor al 12,11% alcanzado en 2022, lo que refleja un incremento del 0,95%, estos valores superan a la meta establecida por el MEM que es de 8,73%. [3]



El valor de pérdidas de energía totales se adquiere de la resta de la energía que requiere el sistema eléctrico y la energía facturada. EmelNorte S.A. ha registrado que a partir de 2018 las pérdidas decrecían, no obstante, en 2020 sucede la emergencia sanitaria lo que causa que exista un incremento de 9,26% a 9,81% en ese periodo, en 2021 la demanda de energía aumentó llegando a alcanzar un valor de 10.03%. Se presenta proyectos que ayudaran a disminuir estos porcentajes de pérdidas, además de actividades para lograr reducir las pérdidas no técnicas como son: Revisión de clientes de consumo cero, análisis de clientes con bajo factor de potencia, revisión de transformadores sin carga. [4]

EmelNorte S.A. en su plan de expansión para el periodo 2021-2030 realizo estudios técnicos y financieros con el objetivo de reducir perdides de energía en el sistema de distribución. La planificación incluye la optimización de subestaciones, líneas de subtransmisión, redes de distribución y sistemas de alumbrado público, con el fin de minimizar pérdidas y mejorar la eficiencia energética. [5]



2.2 Bases teóricas

2.2.1. Sistema eléctrico

Los sistemas de energía eléctrica se estructuran en tres niveles principales: generación, transmisión y distribución (Fig. 1). La interconexión entre estos niveles se lleva a cabo en las subestaciones y centros de transformación, donde también se ubican los equipos de maniobra y protección que garantizan el funcionamiento seguro y eficiente del sistema. [6]

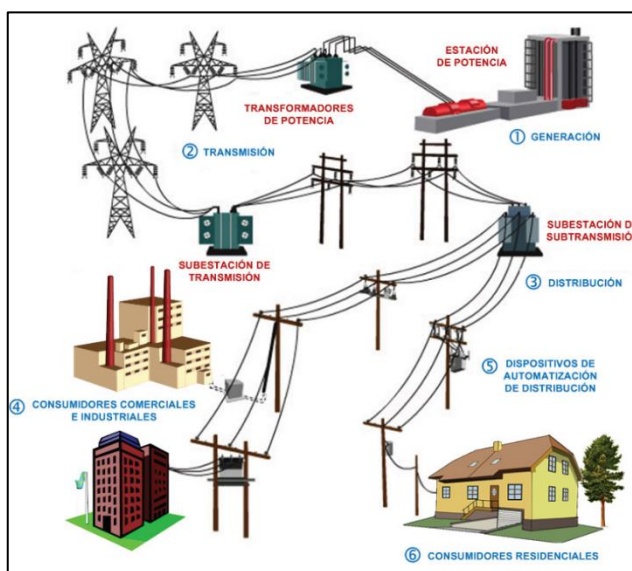


Fig. 1 Sistema Eléctrico [6]

2.2.2 Sistemas de distribución

La distribución eléctrica tiene como objetivo suministrar energía desde el sistema de transmisión hasta los usuarios finales. Las redes que conforman el sistema de distribución deben diseñarse para lograr un equilibrio entre dos aspectos fundamentales: la seguridad del suministro, asegurando la capacidad de continuar operando frente a fallas o desperfectos en ciertas instalaciones, y la eficiencia, enfocada en minimizar los costos operativos y de inversión. [7]

2.2.2.1. Alimentadores primarios

Un alimentador primario es el circuito eléctrico que conecta la salida de una subestación de distribución con los bobinados primarios de los transformadores de distribución. Su función principal es transportar energía eléctrica a niveles de medio voltaje de manera eficiente y segura. [8]



La estructura de los alimentadores primarios se compone de troncales y ramales. Los troncales son los conductores principales de mayor capacidad encargados de transmitir la energía eléctrica, mientras que los ramales son los cables que se desprenden de los troncales y que, comúnmente, alimentan a los transformadores de distribución. [9]

2.2.2.2. Transformadores de distribución

El transformador de potencia es un componente esencial dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), ya que desempeña la función principal de las subestaciones eléctricas: ajustar las magnitudes de tensión, aumentando o reduciéndolas según las necesidades del sistema. [10]

Los transformadores de distribución son dispositivos responsables de reducir la tensión primaria a un nivel más bajo, adecuado para el uso de los consumidores, eliminando la necesidad de equipos e instalaciones costosos y potencialmente peligrosos. En esencia, estos transformadores actúan como el enlace entre los alimentadores primarios y los alimentadores secundarios. [7]

2.2.2.3. Redes secundarias de distribución

Las redes secundarias transportan la energía desde los transformadores de distribución hasta las acometidas de los usuarios. Generalmente, estos circuitos operan de forma radial, a excepción de las redes subterráneas malladas, donde el flujo de energía puede variar y no siempre sigue una dirección fija. [9]

2.2.2.4. Acometidas

Las acometidas, junto con el equipo de medición, son los elementos que conectan el sistema eléctrico de la empresa distribuidora con las instalaciones del usuario. Estas acometidas pueden ser suministradas a tensión primaria o secundaria, dependiendo de la magnitud de la carga del cliente. [9]

2.2.2.5. Medidores

Los dispositivos de medición y registro de energía eléctrica permiten monitorear parámetros como energía activa, energía reactiva y demandas máximas. Son fundamentales para registrar el consumo energético de usuarios individuales, incluyendo industrias, empresas y residencias. En el pasado, se empleaban medidores analógicos, pero en la actualidad se prefieren los medidores digitales debido a sus avances tecnológicos, que mejoran la precisión y eficiencia a través de la electrónica. Estos medidores registran el consumo de energía en kilovatios-hora (kWh). [11]



2.2.2.6. Alumbrado público

Es la iluminación en vías y espacios públicos, este cumple un papel fundamental en la movilidad, seguridad, embellecimiento urbano y actividades deportivas, el alumbrado público se clasifica en tres categorías principales: alumbrado público general, destinado a garantizar visibilidad y seguridad en calles y avenidas; alumbrado público ornamental, enfocado en realzar la estética de plazas, monumentos y entornos urbanos; y alumbrado público intervenido, que incluye modificaciones o adaptaciones específicas según las necesidades del entorno. [12]

2.2.3. Pérdidas de potencia

Las pérdidas de potencia representan la cantidad de energía eléctrica que se disipa o se transforma en formas no aprovechables durante los procesos de transmisión, distribución y consumo de electricidad. Estas pérdidas son consecuencia de la resistencia inherente presente en los conductores, transformadores y demás componentes del sistema eléctrico. Se cuantifican en unidades como vatios o kilovatios y, habitualmente, se expresan como un porcentaje o una fracción de la potencia total generada o entregada. [13]

2.2.4. Pérdidas de energía

Las pérdidas eléctricas representan un indicador clave de la eficiencia y la sostenibilidad financiera en el sector eléctrico. Estas pérdidas corresponden a la diferencia entre la cantidad de energía eléctrica que ingresa a la red y la que finalmente se entrega a los usuarios finales. Reflejan el grado de eficiencia de la infraestructura utilizada para la transmisión y distribución de electricidad. Además, incluyen la energía suministrada pero no facturada, lo que se traduce en pérdidas económicas directas y sirve como una métrica del desempeño operativo de las empresas eléctricas. [14]

2.2.4.1. Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas se refieren a la energía eléctrica que se transforma en otras formas de energía durante su transporte desde las plantas de generación hasta los centros de consumo. Estas pérdidas son inevitables debido a las propiedades físicas de los materiales y al comportamiento natural de las cargas eléctricas en los conductores. Surgen principalmente por la ineficiencia de los equipos, las características intrínsecas de los materiales utilizados en las líneas y equipos, así como por las dimensiones de estos elementos en el sistema eléctrico. [15]



Las pérdidas técnicas son el resultado de la ineficiencia de los equipos, las propiedades inherentes de los materiales utilizados en las líneas y equipos eléctricos, así como las dimensiones de estos elementos. Los principales factores que contribuyen a estas pérdidas son: las pérdidas resistivas ocasionadas por el flujo de corriente a través de una resistencia, las pérdidas por excitación en los transformadores y las pérdidas por fugas o efecto corona en las líneas de transmisión y el aislamiento. [15]

Dentro del sistema eléctrico las pérdidas técnicas se clasifican en:

Tabla 1

Clasificación de pérdidas técnicas

Pérdidas Técnicas	
Motivos	Donde se producen
Pérdidas por transporte	En líneas de transmisión
	En líneas de subtransmisión
	En circuitos de distribución primaria
	En circuitos de distribución secundaria
Pérdidas por fenómenos eléctricos y servicio	Por efecto corona
	Por efecto Joule
	Por corrientes parasitas e histéresis
	Alumbrado publico
Pérdidas por transformación	En transmisión / subtransmisión
	En subtransmisión / distribución
	En transformadores de distribución
Pérdidas en Equipos de medición	En medidores
	En instrumentos de medida

2.2.4.2. Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas, también conocidas como pérdidas comerciales, están generalmente asociadas al robo de energía y se originan por manipulaciones externas que dificultan su medición. Estas pérdidas suelen atribuirse al sector de distribución debido a su proximidad con usuarios o terceros que pueden alterar las mediciones, siendo poco frecuentes en la transmisión. Entre las principales causas de estas pérdidas se incluyen el robo y fraude de energía, fallos en los sistemas de medición y errores en la facturación, situaciones en las que pueden estar involucradas tanto personas externas como empleados de la empresa prestadora del servicio. [16]



2.2.5. Perfiles de carga

El perfil de consumo de energía eléctrica, o perfil de carga, describe el patrón de uso de electricidad de un usuario durante un período específico. Aunque se trata de una serie temporal, suele representarse gráficamente para facilitar su análisis. Los perfiles de consumo más comunes se elaboran considerando intervalos de tiempo diarios, mensuales o anuales. [17] En la Fig. 2 se observa un perfil de carga anual.

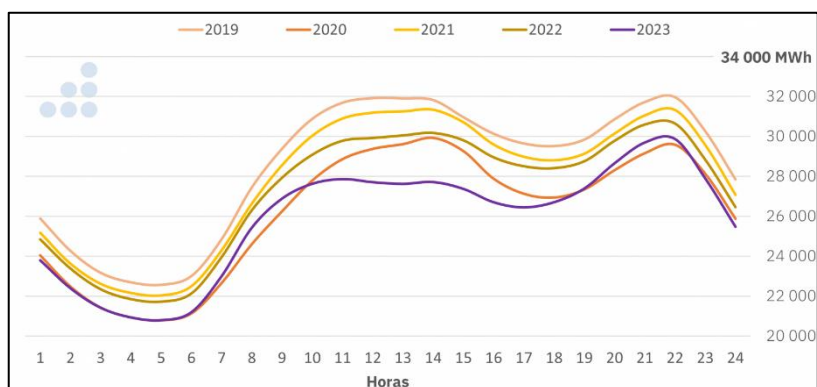


Fig. 2 Perfil de carga anual [14]

2.2.6. Carga eléctrica

Una carga eléctrica se refiere a un dispositivo o conjunto de dispositivos conectados a un sistema eléctrico que requieren potencia para su funcionamiento. La cantidad de potencia solicitada por estos dispositivos se conoce como "valor de la carga" y, comúnmente, se denomina demanda. [9]

2.2.6.1. Demanda

La demanda eléctrica de un sistema es la cantidad de corriente o potencia requerida por su carga durante un intervalo específico de tiempo, conocido como intervalo de demanda. Este intervalo, fundamental para interpretar correctamente los valores de demanda, suele ser de 15, 30 o 60 minutos. [18]

La demanda eléctrica puede clasificarse de manera general en tres tipos según el sector de consumo: residencial, industrial y comercial, y su comportamiento varía significativamente a lo largo del día. [19] En la Fig. 6 se muestra un ejemplo del comportamiento de la demanda eléctrica.

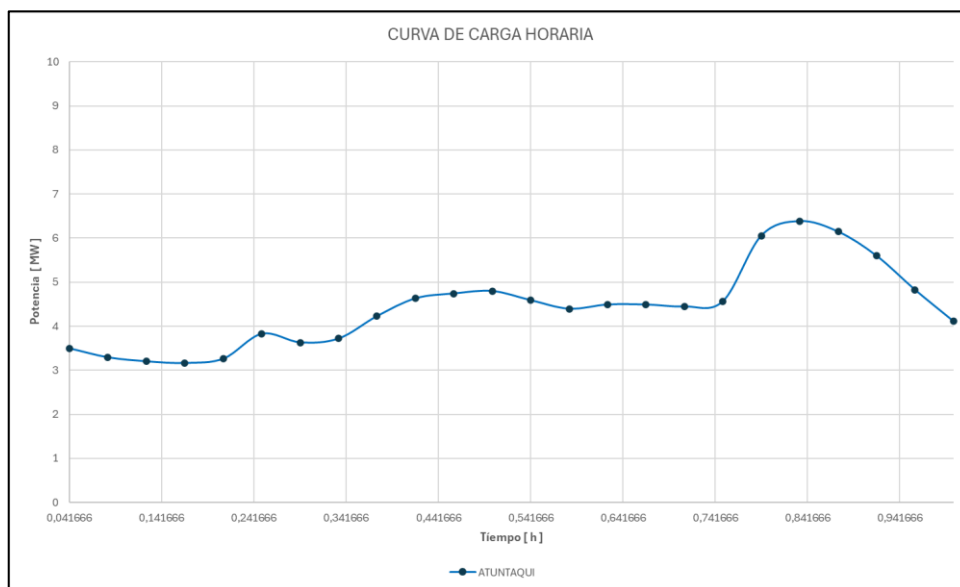


Fig. 3 Curva de demanda [18]

2.2.6.2. Demanda máxima

La demanda máxima de una carga se define como el valor más alto de potencia requerida en un período de tiempo determinado. En un sistema eléctrico, pueden ocurrir variaciones bruscas de demanda, como al arrancar un motor o poner en funcionamiento un transformador. Sin embargo, para considerar un valor como demanda máxima, es necesario establecer un período mínimo de tiempo durante el cual dicha potencia se mantenga. Generalmente, los dispositivos se calibran para registrar la máxima demanda sostenida durante un intervalo de 15 minutos. [19]

2.2.6.3. Demanda promedio

La demanda promedio se define como la relación entre el consumo total de energía de un usuario durante un intervalo determinado y la duración de dicho intervalo. Representa una demanda constante que, durante ese período de tiempo, iguala el consumo de energía al que se requiere según la curva de carga real para ese mismo intervalo. [13]

2.2.6.4. Carga conectada

La carga conectada se refiere a la suma total de las potencias nominales de todos los equipos o dispositivos que están conectados al sistema eléctrico. Esta carga representa la capacidad total que el sistema debe suministrar para satisfacer las demandas de todos los dispositivos conectados. [19]



2.2.6.5. Capacidad instalada

La capacidad instalada es la suma total de las potencias nominales de los equipos encargados de suministrar energía al sistema, como generadores y transformadores. Esta capacidad representa la cantidad máxima de energía que el sistema puede producir y distribuir en condiciones óptimas. [19]

2.2.6.6. Factor de carga

El factor de carga es la relación entre la demanda promedio y la demanda pico durante un período de tiempo determinado. Este factor indica el grado en que se mantiene la demanda máxima a lo largo de un periodo de estudio. Los períodos de estudio pueden ser diarios, mensuales o anuales, y el factor de carga ayuda a evaluar la eficiencia en el uso de la capacidad instalada en esos intervalos. [20]

2.2.6.7. Factor de pérdidas

El factor de pérdidas es la relación entre las pérdidas de potencia promedio y las pérdidas de potencia pico durante un período de tiempo. Este factor proporciona una indicación del grado en que las pérdidas durante el pico de carga se mantienen a lo largo del período considerado. Se puede calcular utilizando las curvas de duración de pérdidas, las cuales muestran cómo varían las pérdidas de potencia a lo largo del tiempo. [21]

2.2.7. Cálculo de pérdidas de energía método de Mentor Poveda

Este nuevo método se aparta del enfoque tradicional, que se basa en el cálculo del factor de pérdidas a partir del factor de carga. A diferencia del método convencional, este nuevo enfoque considera la forma específica de la curva de carga de cada subsistema. En el método tradicional, se pasan por alto aspectos importantes, como el hecho de que las pérdidas resistivas tienden a concentrarse en los momentos de mayor demanda, ya que dependen del cuadrado de la corriente. Debido a esta simplificación, no se ha logrado establecer una relación precisa entre la demanda de potencia y la energía perdida. [22]

La metodología se basa en la naturaleza específica de cada componente de las pérdidas y en su relación con la demanda durante el intervalo de registro correspondiente. Dado que las pérdidas en el intervalo de demanda máxima se determinan mediante modelos de flujos de carga o a través de la modelación del sistema primario de distribución, estos valores sirven como base para calcular



la magnitud de cada componente en los demás intervalos de demanda a lo largo de todo el período analizado. [22]

2.2.7.1. Pérdidas resistivas

En cada subsistema, las pérdidas resistivas asociadas a la demanda máxima de carga se estiman utilizando los métodos tradicionales. A partir de estos resultados, se calculan las pérdidas resistivas para un intervalo específico mediante la relación cuadrática entre la demanda del intervalo y la demanda máxima. Este enfoque es aplicable a todas las pérdidas resistivas, incluyendo las generadas en las líneas de transmisión y distribución, los alimentadores primarios, los transformadores de subtransmisión y distribución, los alimentadores secundarios y los conductores de acometidas. [22]

2.2.7.2. Pérdidas en el núcleo del transformador

Teniendo en cuenta que las pérdidas en el núcleo son dependientes del flujo magnético que tiene el mismo, la cual a su vez depende del voltaje con el que este alimentado el transformador, puede ser considerada como independiente de la variación de la demanda, es decir, permanece constante durante el periodo de análisis. [22]

2.2.7.3. Pérdidas en redes secundarias

El cálculo de las pérdidas para los secundarios de la muestra se realiza con base en los registros de la curva de demanda en los bornes de bajo voltaje de los transformadores de distribución que los alimentan, con base en por lo menos una semana representativa de cada estación del año. [22]

2.2.7.4. Pérdidas en acometidas

Las acometidas se agrupan en los tamaños más usuales y se consideran las longitudes más empleadas para definir la potencia de pérdidas resistivas a demanda máxima del cliente correspondiente. A partir de la potencia de pérdidas para demanda máxima se emplea el procedimiento general para determinar las pérdidas en las acometidas, con la curva de demanda registrada a los bornes del transformador de distribución más próximo a la carga correspondiente, pero considerando la demanda máxima individual en lugar de la demanda máxima diversificada. [22]



2.2.7.5. Pérdidas en medidores

Los medidores de energía presentan una pérdida (D_{mL}) que se debe principalmente a la excitación de las bobinas. Esto significa que su magnitud puede considerarse independiente de la carga. Su cálculo puede realizarse a partir de las familias de medidores instaladas en el sistema. [22]

2.2.8. Cálculo de pérdidas de energía utilizando factor de pérdidas

Para aplicar este método, primero se debe calcular el factor de carga, que se define como la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima. Este valor es adimensional, ya que ambas demandas se expresan en las mismas unidades.

Luego, se determina el factor de pérdidas mensual, el cual se calcula utilizando una fórmula empírica que relaciona el factor de carga con el factor de pérdidas. Esta fórmula emplea dos coeficientes: uno de $A=0,3$, que corresponde al factor de carga, y otro de $(1-A) = 0,7$, asociado al cuadrado del factor de carga. El factor de pérdidas se obtiene como la suma de estos dos términos. [13]

Una vez calculado el factor de carga, se utiliza un flujo de carga para determinar la potencia máxima de pérdidas resistivas en el alimentador primario y los transformadores de distribución. Con base en la fórmula que relaciona el factor de pérdidas con la energía de pérdidas, la potencia máxima de pérdidas y el período de análisis, se despeja y calcula la energía de pérdidas. Considerando que el período corresponde a un mes, es fundamental establecer el número de horas exactas según el mes analizado. [13]

El método del factor de pérdidas, fundamentado en el factor de carga, ofrece una forma sencilla de estimar la energía de pérdidas técnicas sin requerir registros detallados de la demanda en cada intervalo. Este cálculo se realiza multiplicando el factor de pérdidas, la potencia máxima de pérdidas resistivas y la duración del período de análisis.

2.2.9. Cálculo de pérdidas de energía método Samuel Castaño

Este método comienza con el cálculo del factor de pérdidas, que se determina a partir de las demandas de cada intervalo, elevadas al cuadrado y multiplicadas por la duración del intervalo, todo dividido entre el cuadrado de la demanda máxima y el período de análisis. Para estimar las pérdidas de potencia en la demanda máxima, se realiza una modelación detallada del alimentador en cada etapa funcional, lo que incluye ejecutar un flujo de carga y generar un informe con las



demandas registradas. Finalmente, las pérdidas de energía se calculan multiplicando el factor de pérdidas por la potencia de pérdidas en la demanda máxima y el período considerado, asegurando así una estimación precisa de las pérdidas técnicas. [13]

2.2.9.1. Pérdidas en una línea de distribución con carga concentrada

Las pérdidas en una línea de distribución con carga concentrada se determinan a partir de la corriente que circula por la línea y la resistencia del conductor. Estas pérdidas dependen del cuadrado de la corriente y la resistencia de la línea, lo que significa que, a mayor longitud y carga, mayor será la pérdida de energía. Para minimizar estos efectos, se seleccionan conductores de menor resistencia y se optimiza la distribución de carga en la red. [23]

2.2.9.2. Pérdidas de potencia en función de los datos de la curva de carga

Cuando se dispone de datos de la curva de carga, las pérdidas de potencia se pueden estimar con base en la potencia promedio y máxima del sistema. Se calcula el porcentaje de pérdidas considerando la relación entre la energía total consumida y la energía disipada en la red. Este enfoque permite evaluar cómo las variaciones de demanda afectan la eficiencia del sistema y facilita la implementación de estrategias para reducir pérdidas. [23]

2.2.9.3. Cálculo de pérdidas en sistemas de distribución

El cálculo de pérdidas en sistemas de distribución se basa en la estimación del voltaje, la carga y las pérdidas en cada componente del sistema, desde la subestación hasta el consumidor final. Estas pérdidas dependen de la resistencia de los conductores y el cuadrado de la corriente, lo que provoca caídas de voltaje a lo largo de la red. Para determinar estas pérdidas, se utilizan métodos iterativos que ajustan el nivel de voltaje en los distintos puntos de carga hasta alcanzar una convergencia en los cálculos. [23]

En el análisis de subestaciones y transformadores de distribución, las pérdidas se dividen en pérdidas en el núcleo, que ocurren independientemente de la carga, y pérdidas en la resistencia de los devanados, que aumentan con la demanda. Estas pérdidas pueden obtenerse de los fabricantes o mediante valores típicos tabulados. Además, la sobrecarga prolongada de un transformador puede reducir su vida útil, lo que hace necesario optimizar su operación para minimizar pérdidas y garantizar su durabilidad. [23]



2.2.10. Análisis de la metodología para el cálculo de pérdidas en el sistema eléctrico

El cálculo de pérdidas de energía en sistemas eléctricos es fundamental, se han desarrollado diversos métodos para estimar estas pérdidas, entre los que destacan el método de Mentor Poveda, el método basado en el factor de pérdidas y el método de Samuel Castaño, por esta razón se realiza un análisis para demostrar por qué el método de Mentor Poveda fue elegido para validar los resultados que se obtendrán en el presente trabajo de grado.

El método de Mentor Poveda considera la forma específica de la curva de carga de cada etapa funcional, lo que permite un cálculo más detallado y preciso, reconoce que las pérdidas resistivas se concentran en los momentos de mayor demanda debido a su relación cuadrática con la corriente, permitiendo así establecer una relación más realista entre la demanda de potencia y la energía perdida, además toma en cuenta los diferentes componentes de las pérdidas y su variación según la demanda durante el intervalo de registro, evitando aproximaciones que afecten a la precisión de los cálculos en la estimación de pérdidas.

El método basado en el factor de pérdidas, aunque de aplicación sencilla, presenta limitaciones al depender de una ecuación obtenida a partir de observaciones, entre el factor de carga y el factor de pérdidas, este enfoque no considera de manera específica la variabilidad de la curva de carga, lo que puede reducir su precisión en sistemas donde la demanda varía significativamente a lo largo del tiempo, en comparación el método de Mentor Poveda ofrece una modelación más detallada al considerar la distribución de la carga y su impacto en las pérdidas, proporcionando resultados más ajustados a la realidad del sistema.

El método de Samuel Castaño por su parte, se enfoca en el cálculo del factor de pérdidas a partir de la demanda en cada intervalo y su duración, permitiendo una mayor precisión respecto al método basado en el factor de pérdidas, pero su aplicación requiere una modelación detallada del sistema, lo que puede aumentar su complejidad, aunque permite estimaciones más precisas que los métodos con cálculos simples, no considera con suficiente detalle la distribución específica de la carga en cada etapa funcional, lo que limita su exactitud.

El método de Mentor Poveda destaca sobre los otros dos enfoques por su capacidad para adaptarse a una demanda variable y a la curva de carga específica de cada etapa funcional, la distribución temporal de las pérdidas resistivas que considera este método lo hace más preciso y aplicable a



sistemas con una demanda variable, a diferencia del método del factor de pérdidas, no depende de aproximaciones que pueden no ajustarse a la realidad de cada sistema, y a diferencia del método de Samuel Castaño, su implementación no requiere modelaciones excesivamente complejas.



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

En el presente capítulo se expone detalladamente la metodología empleada para el cálculo de las pérdidas, junto con la descripción técnica del alimentador San Agustín Nro. 4. A su vez, se detallan el software de modelación de redes utilizado, la información técnica de la demanda proporcionada por la empresa EMELNORTE y las ecuaciones aplicadas para la determinación y análisis de las pérdidas de energía.

3.1. Metodología

El tipo de metodología empleada en este trabajo de grado corresponde a una investigación con enfoque cuantitativo, ya que se empleó la recopilación y análisis técnico utilizando herramientas computacionales especializadas.

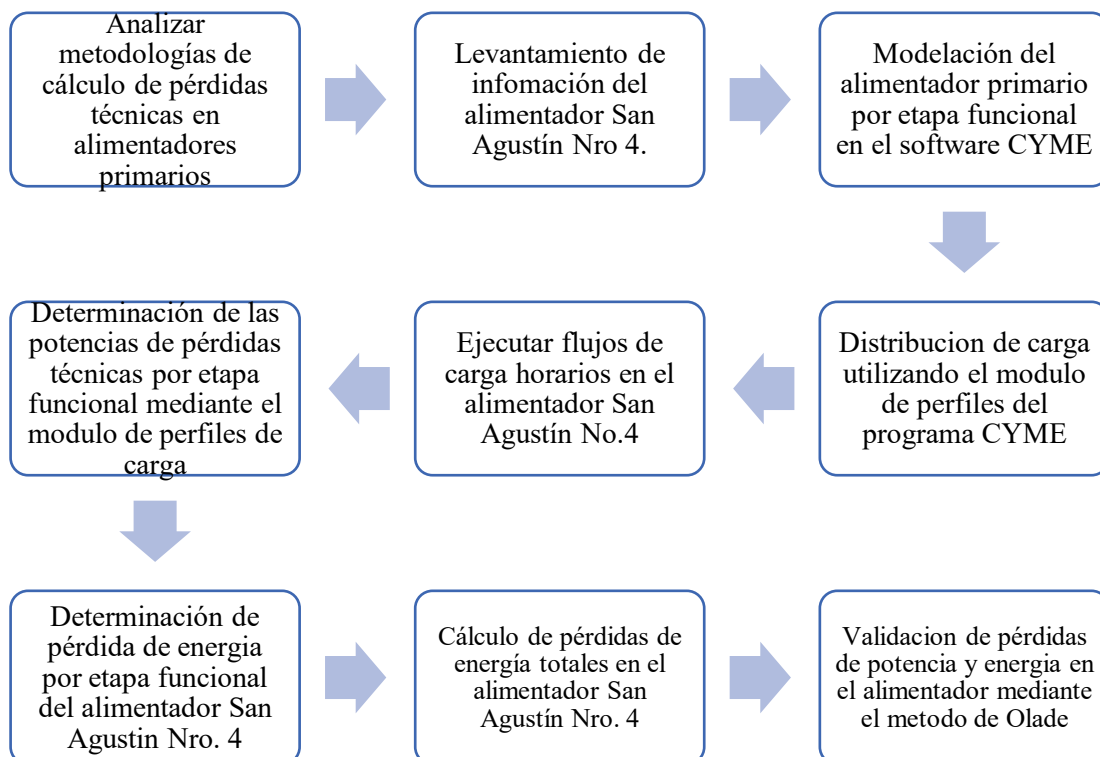
La construcción del marco teórico se sustentó en los métodos documental y comparativo; se consultaron fuentes bibliográficas especializadas en ingeniería eléctrica, redes de distribución y análisis de pérdidas de energía, lo que permitió elaborar una base de sus componentes y modelar el funcionamiento del alimentador. El análisis comparativo facilitó determinar la exactitud del cálculo de las pérdidas de energía utilizando los perfiles de carga.

Como parte del proceso, se llevó a cabo la investigación documental, a través de la cual se recopiló información técnica relacionada con la red primaria como son: conductores de la red de medio voltaje, transformadores de distribución, conductores en la red de bajo voltaje, conductores de alumbrado público, acometidas y medidores del alimentador San Agustín No.4; para ello, se utilizó la plataforma ArcGIS que permitió extraer los datos indicados, la información de la red de medio voltaje, transformadores y carga EMELNORTE la migra mediante una interfaz al software especializado CYME, el resto de componentes fue migrado manualmente.

Posteriormente, se implementó una metodología de simulación de procesos, mediante la cual se modelaron de forma detallada las distintas etapas funcionales del alimentador. Este procedimiento se llevó a cabo utilizando programas computacionales especializados, facilitados por la empresa.



Para el cálculo de pérdidas técnicas de energía en el alimentador San Agustín No.4, se determinó los perfiles de carga promedio horaria del mes de Abril del 2024, mes en el cual se obtuvo la demanda máxima coincidente; utilizando el módulo de perfiles de carga se ingresó los registros obtenidos para que el software realice flujos de potencia horarios y determine hora a hora las pérdidas de potencia y al utilizar intervalos de demanda horarios estos automáticamente se convierten en pérdidas de energía promedio. Este módulo permite modelar de forma detallada la variación horaria de la demanda eléctrica, lo que contribuye a obtener estimaciones precisas del comportamiento eléctrico del sistema y, por ende, de las pérdidas técnicas en cada etapa funcional. Una vez obtenidos los resultados mediante simulación, se procedió a su validación a través del método matemático propuesto por el Ing. Mentor Poveda (Olade).



3.2. Procedimiento integral

Para el desarrollo del trabajo de grado fue necesario la información proporcionada por la GeoDatabase del área de GIS de EMELNORTE, se requirió los parámetros eléctricos del alimentador primario, transformadores de distribución, alimentador secundario, acometidas,



medidores y luminarias; entre ellos el tipo de conductor, calibre, espaciamiento, nivel de voltaje, secciones, fases, longitud, tipo y capacidad de transformadores de distribución, tipo y potencia nominal de las luminarias.

Para llevar a cabo la modelación del alimentador primario se necesitó 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 fue necesario determinar los perfiles de carga horario del alimentador.

3.3. Descripción del alimentador

El alimentador San Agustín Nro. 4 forma parte de la subestación San Agustín, operada por la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE), y recibe su suministro desde la subestación Ibarra. Este alimentador se ubica en la provincia de Imbabura, en la ciudad de Ibarra, específicamente en la intersección de las avenidas Ricardo Sánchez y Eugenio Espejo, como se muestra en la Fig.4.

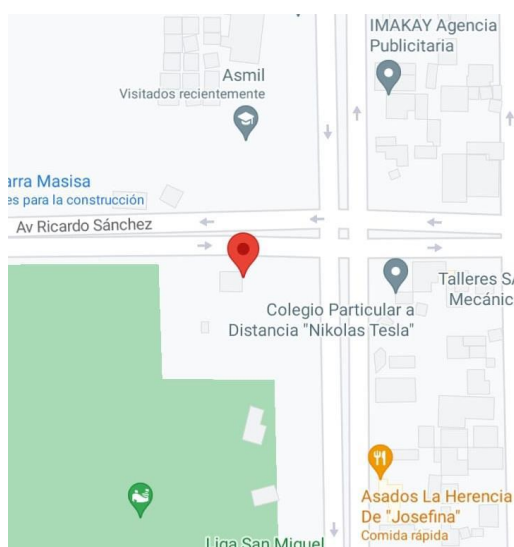


Fig. 4 Ubicación de la subestación San Agustín en Google Maps

El sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A transmite potencia a través de sus líneas de transporte a un nivel de voltaje de 69 kV, a esta línea se conectan 17 subestaciones de 69 kV/13,8 kV. Una de estas es la subestación San Agustín, que recibe su alimentación a través de una conexión con la subestación Ibarra.



En el diagrama unifilar mostrado en la Fig. 5 se observa la subestación San Agustín, la cual opera a un nivel de voltaje de 69 kV/13,8 kV y tiene una potencia nominal de 10MVA, El presente estudio y análisis de pérdidas de potencia y energía se centró en el alimentador San Agustín Nro. 4.

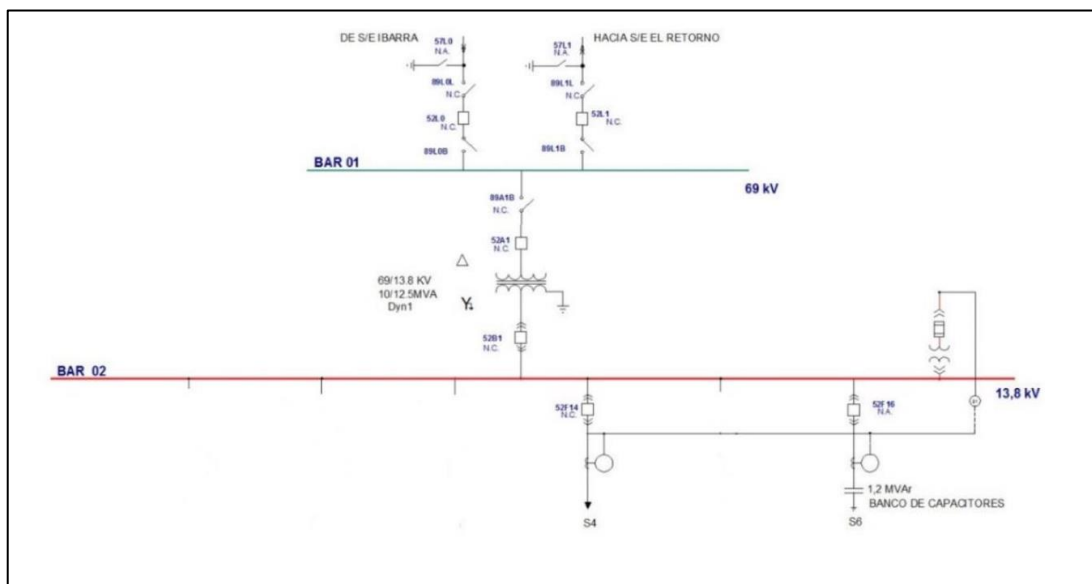


Fig. 5 Diagrama unifilar de la subestación San Agustín, alimentador Nro. 4

El alimentador analizado presenta una longitud de 8,04 km y una demanda máxima de 1,26 MW. Está conformado por 92 transformadores de distribución, de los cuales 53 son monofásicos y 39 trifásicos. La capacidad total instalada de los transformadores monofásicos es de 1,39 MVA, mientras que la de los transformadores trifásicos alcanza los 3,47 MVA. Adicionalmente, el alimentador abastece a 973 usuarios y dispone de 587 luminarias de alumbrado público.

3.3.1. Especificaciones técnicas del alimentador

La Tabla 2 presenta información detallada sobre la cantidad de medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos, así como el número de transformadores y su potencia instalada en los sistemas monofásicos y trifásicos, además de las longitudes de los ramales en las redes primaria y secundaria.

Tabla 2

Especificaciones del Alimentador San Agustín Nro. 4



	Cantidad de medidores	Longitud ramal en redes secundarias (Km)	Longitud ramal en redes secundarias (Km)	Cantidad de transformadores	Potencia (MW)
Monofásicos	266	7,13	2,49	53	1,39
Bifásicos	634	0,469	0,21		
Trifásicos	98	0,469	5,35	39	3,47
Total	998	8,068	8,05	92	4,68

En la Tabla 3 se presenta el número de acometidas aéreas y subterráneas, así como la cantidad de luminarias correspondientes al alimentador San Agustín Nro. 4.

Tabla 3

Número de acometidas aéreas, subterráneas y luminarias pertenecientes al alimentador.

Nro. Acometidas aéreas	Nro. Acometidas subterráneas	Nro. Luminarias
433	40	587

3.4 Materiales

El desarrollo de este trabajo de grado requirió información técnica específica y el uso de un software especializado:

3.4.1. CYME

Es un software de análisis de sistemas eléctricos de distribución compuesto por diversas aplicaciones destinadas a conformar un editor de redes, con bibliotecas de modelos personalizables que permiten obtener soluciones eficientes en el comportamiento de redes eléctricas. [24]

CYME permite realizar diferentes tipos de estudios en sistemas equilibrados o desequilibrados, monofásicos, bifásicos o trifásicos, con configuración radial, en anillo o mallada. Software que contiene un editor completo de redes y las funciones que se requieren para el cálculo de pérdidas.

3.4.2. Modelación del alimentador en bajo voltaje

En el programa CYME se realiza la modelación del alimentador en bajo voltaje, para lo cual es necesario una recopilación de datos entre los cuales tenemos la energía facturada, lectura de los



medidores de energía, el tipo y calibre de conductores, las longitudes por sección, espaciamiento y ubicación georreferenciada de conductores, estructuras de soporte y la capacidad de transformadores de distribución.

Como primer paso se realizó una vista imbricada como se observa en la Fig. 6, se elimina el transformador que inicialmente se encuentra conectado a la red de medio voltaje para incorporarlo en la vista imbricada, la red de bajo voltaje inicia en el lado secundario del transformador como se muestra en la Fig. 7.

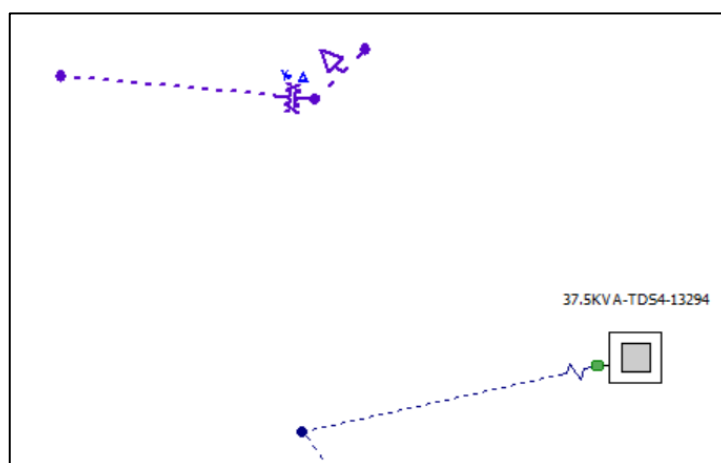


Fig. 6 Vista Imbricada

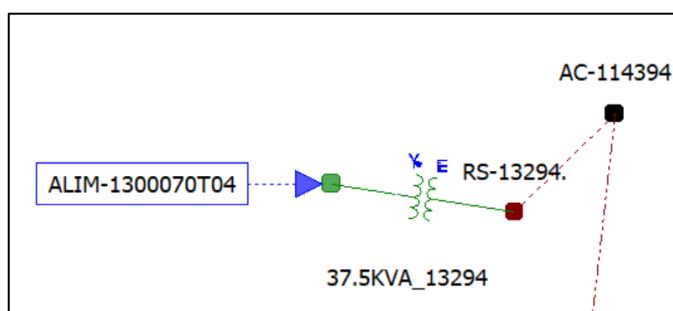


Fig. 7 Modelación de un transformador dentro de la vista imbricada

Se ingresó la información correspondiente del transformador como la zona, el nombre y la fase a la cual se encuentra conectado, tal cual como se muestra en la Fig. 8.

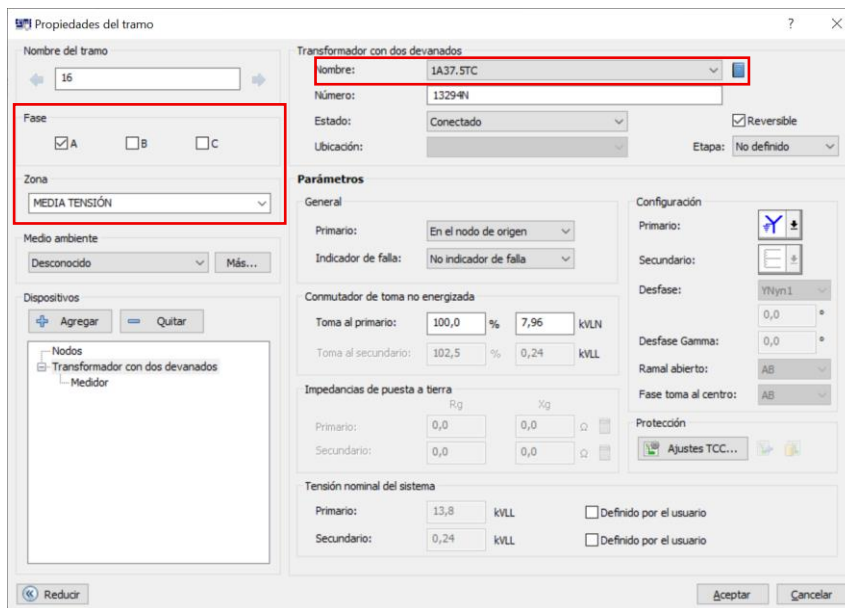


Fig. 8 Datos técnicos de un transformador

En la zona de bajo voltaje se agregó la red secundaria incorporando un tramo con las siguientes especificaciones: la fase en la que se encuentra, configuración por fase, la longitud, el tipo de conductor tanto para la fase y el neutro, además del espaciamiento entre conductores, como se observa en la Fig. 9.

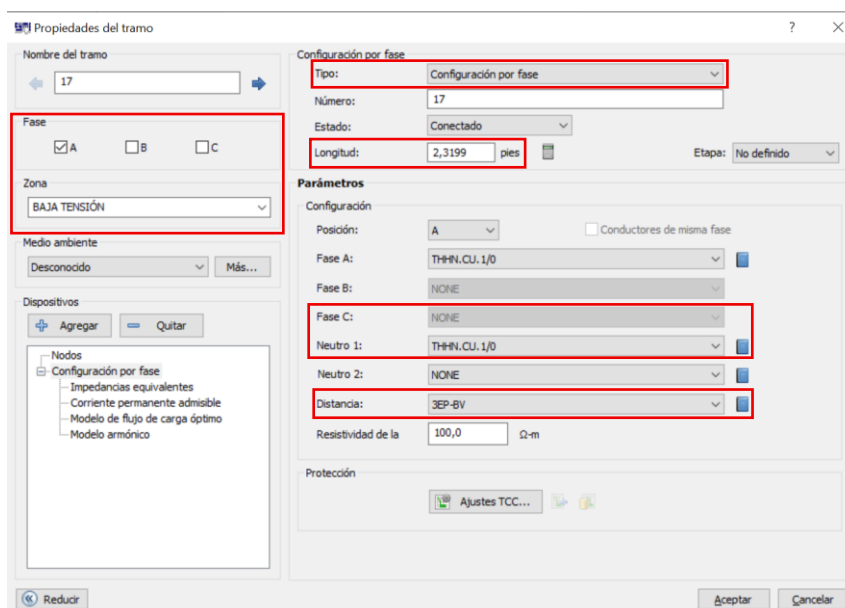


Fig. 9 Datos de una red secundaria



De igual forma, para conectar las acometidas se seleccionó en la zona de bajo voltaje, eligiendo parámetros como el tipo que en este caso sería cable y, además longitud y tipo de conductor para la fase y el neutro, para poder diferenciar entre una red de bajo voltaje y una acometida, se modeló las acometidas como cable, es decir como conductor aislado, tal cual como se observa en la Fig. 10.

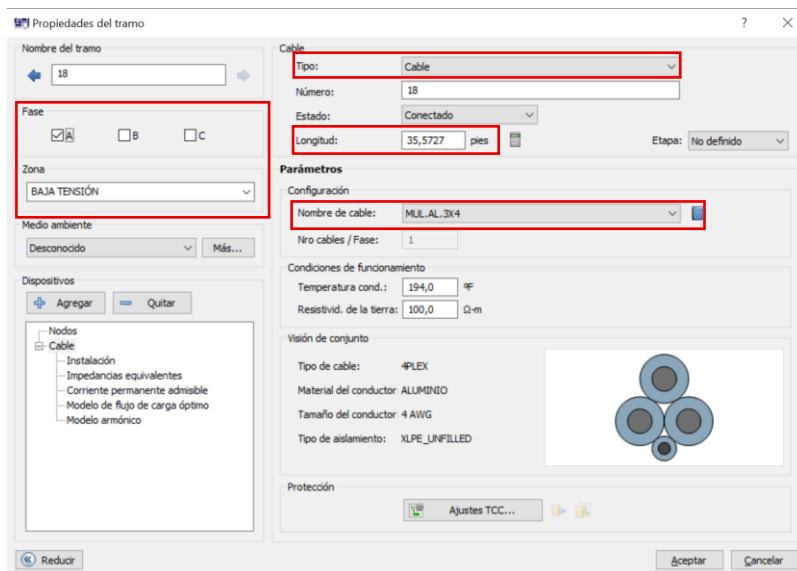


Fig. 10 Datos de una acometida

Se creó una red con las especificaciones correspondientes a baja tensión para poder agregar las cargas, la cual llevara como nombre las iniciales AC y el número de medidor, además de datos como el área, nivel de voltaje y la región, como se muestra en la Fig. 11; a continuación, se agregó una carga con la información de zona es decir bajo voltaje, la fase y el consumo como se observa en la Fig. 12.

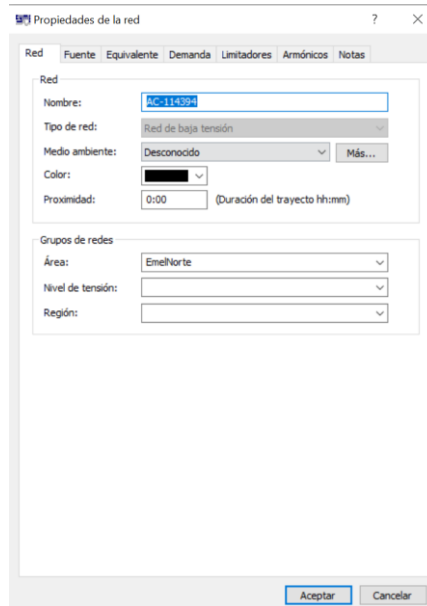


Fig. 11 Red para agregar la carga

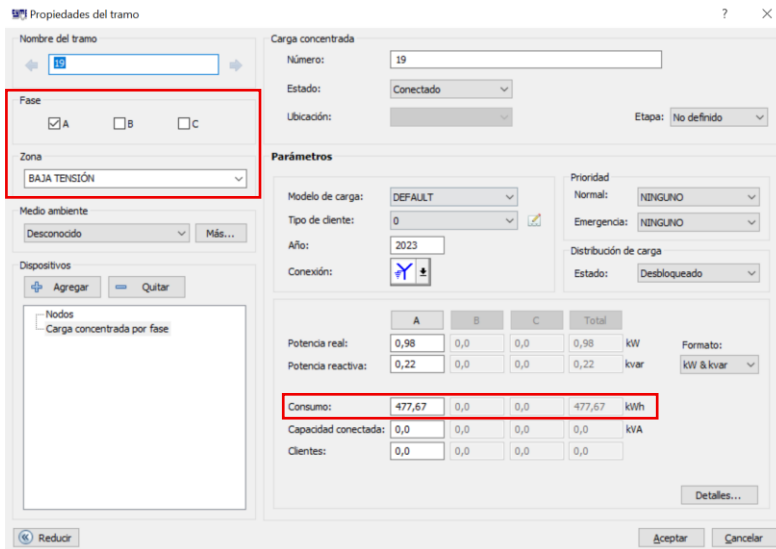


Fig. 12 Características de la carga

El alumbrado público se modeló de forma similar a las demás cargas, ingresando los valores de potencia activa, factor de potencia y consumo correspondiente, tal como se muestra en la Fig. 13.

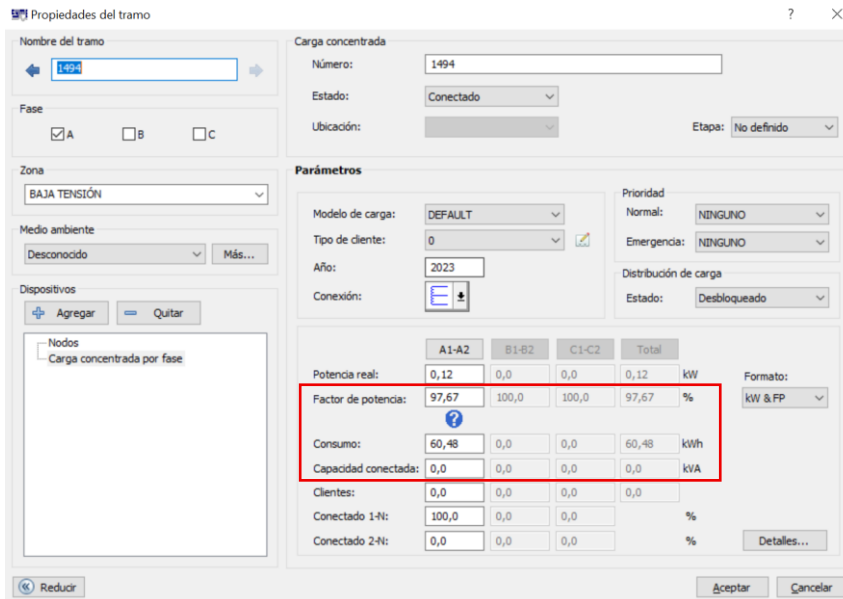


Fig. 13 Características de luminarias

3.4.3. Creación e importación de perfiles

Un perfil en CYME contiene valores en series de tiempo para medidores (nodo fuente o dispositivo), cargas de clientes y generadores. Los perfiles son esenciales para ejecutar un análisis de Flujo de Carga con Perfiles.

Un archivo de perfil contiene una tabla conformada por una serie de etiquetas definidas (campos). Para el presente trabajo de grado, las etiquetas más relevantes y necesarias para la importación del perfil son INTERVALFORMAT y PROFILETYPE. El software CYME proporciona formatos de perfiles predefinidos que permiten el reemplazo de los valores de potencia activa y reactiva horarios para cada día del mes obtenidos de EMELNORTE tomados desde la cabecera del alimentador; en particular, el formato NETWORK_365DAYS_HOUR_KW-KVAR_TOTAL es el requerido para la creación del perfil utilizado en este estudio, el mismo que se indica en la tabla 4.

Tabla 4

Creación del perfil de carga



[PROFILE_VALUES]	FORMAT=ID	PROFILETYPE	INTERVALFORMAT	TIMEINTERVAL	GLOBALUNIT	NETWORKID	YEAR	MONTH	DAY	UNIT	PHASE	VALUES						
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	1	KWKVAR_KVAR	TOTAL	152,25	153,9	146,3	147,8	149,3	135,3		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	1	KWKVAR_KW	TOTAL	482,1	449,1	432,3	434,1	434,8	451,8		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	2	KWKVAR_KVAR	TOTAL	157,62	152,8	150,6	151,6	151	142,5		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	2	KWKVAR_KW	TOTAL	471,43	456,6	445,9	441,8	437,9	457,3		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	3	KWKVAR_KVAR	TOTAL	152,57	150,6	148,9	155,7	154,3	147,6		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	3	KWKVAR_KW	TOTAL	476,2	451,5	440,9	443,2	434,6	439,6		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	4	KWKVAR_KVAR	TOTAL	151,77	146,3	141,6	146,1	140,7	136,7		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	4	KWKVAR_KW	TOTAL	493,35	462,3	424,6	424,7	418,3	417,8		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	5	KWKVAR_KVAR	TOTAL	158,79	153,7	148,3	155,6	153,5	139,2		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	5	KWKVAR_KW	TOTAL	450,82	430,9	423,4	421,2	415,6	426		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	6	KWKVAR_KVAR	TOTAL	139,45	141,8	136,7	145,3	143,9	130,3		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	6	KWKVAR_KW	TOTAL	430,71	421,3	407,3	408	408,4	422,4		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	7	KWKVAR_KVAR	TOTAL	142,45	143,8	137,9	144,4	140,9	131,5		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	7	KWKVAR_KW	TOTAL	436,36	421,6	408,8	417	410,1	428,4		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	8	KWKVAR_KVAR	TOTAL	147,57	152,5	141,5	140,7	141,4	134,7		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	8	KWKVAR_KW	TOTAL	452,2	430,7	421,2	419,7	409,9	436,1		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	9	KWKVAR_KVAR	TOTAL	149,5	148,6	139,7	150,7	143,7	131,9		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	9	KWKVAR_KW	TOTAL	461,89	451,4	431,2	432,4	418,2	434,4		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	10	KWKVAR_KVAR	TOTAL	153,35	150,4	144,2	148,7	150,3	142,1		
NODOFUENTE-1300070T04	NETWORK	365DAYS	HOUR	KW-KVAR	ALIM-1300070T04	2024	FEBRUARY	10	KWKVAR_KW	TOTAL	457,2	439,5	426,4	421,7	424,3	422,4		

Antes de realizar la importación del perfil, es necesario ingresar el nombre de la red en el campo identificado como NETWORKID, especificar el nombre de la fuente en el campo FORMAT=ID y ajustar el año correspondiente al período de estudio.

Para utilizar un perfil en CYME, primero es necesario importar el archivo del perfil a la base de datos de perfiles, se crea una conexión con una base de datos que contenga perfiles, y se importa los perfiles

3.4.4. Análisis de flujo de carga con perfiles

Una vez realizada la importación del perfil, se efectúa un cambio en la configuración de la distribución de carga, modificando el método de distribución a consumo, tal como se muestra en la Fig. 14.

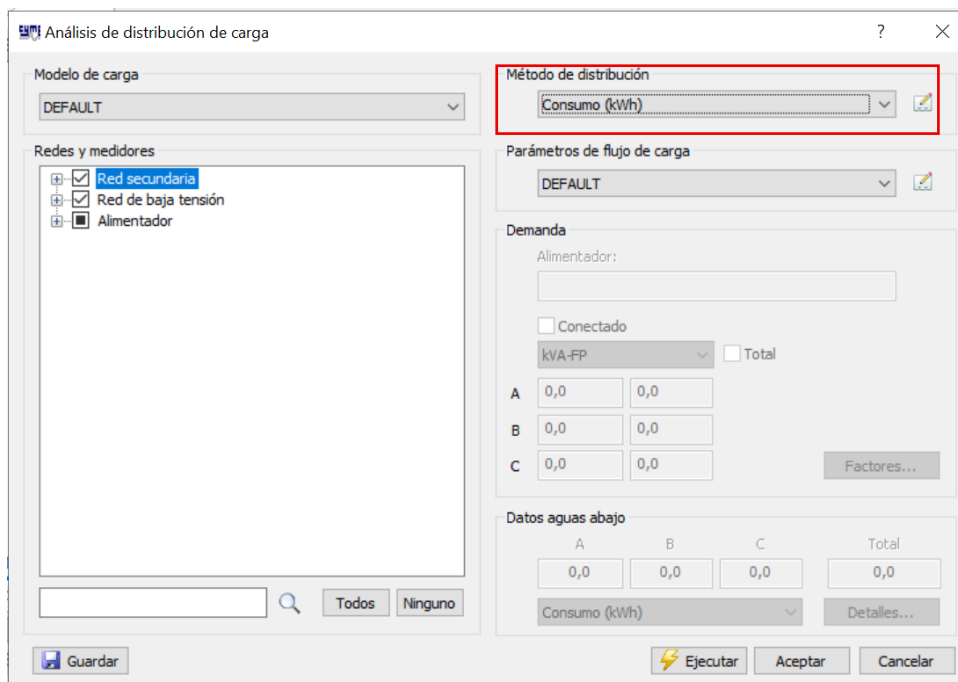


Fig. 14 Método de distribución

Para la ejecución de los flujos de carga y la obtención de los reportes necesarios, es indispensable realizar ajustes en la configuración del flujo de carga con perfiles. En primer lugar, se debe seleccionar el análisis por intervalos, indicando las fechas de inicio y fin del período de estudio, tal como se muestra en la Fig. 15.

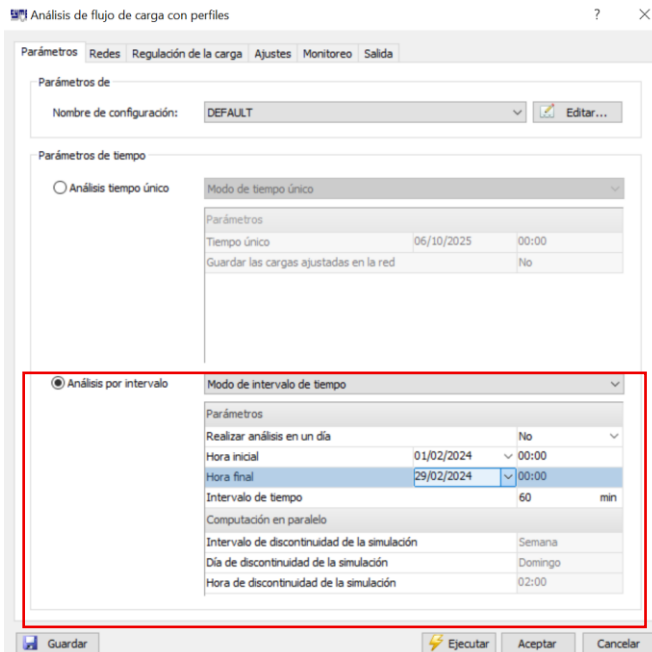


Fig. 15 Periodo de estudio

Posteriormente, en la regulación de carga, se determina el método de escalamiento de carga, asegurando que la demanda de la red coincida con las cargas, conforme se observa en la Fig. 16. Finalmente, se configura la generación de los reportes requeridos para cada intervalo de tiempo, como se indica en la Fig. 17.

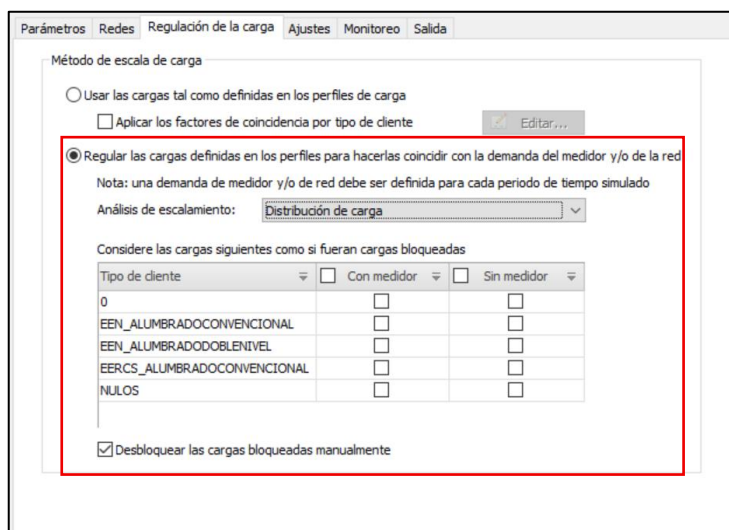


Fig. 16 Método de escala de carga



Parámetros de salida para:

Reportes sumarios

Seleccionar

Reportes	
Agregar nuevos reportes...	

Reporte de resumen de energía del dispositivo

Informe de Registros de Análisis de Series Ti

Reportes en cada intervalo de tiempo

Seleccionar

Reportes	
Flujo de carga - Líneas y cables	
Flujo de carga - Reporte sumario	
<input type="button" value="Agregar nuevos reportes..."/>	

Fig. 17 Reportes en cada intervalo de tiempo

3.4.5. Pérdidas de energía en el alimentador método Mentor Poveda

Las pérdidas que se van a analizar en el trabajo de grado serán:

- Pérdidas de energía en los alimentadores primarios
- Pérdidas de energía en transformadores de distribución
- Pérdidas de energía en los alimentadores secundarios
- Pérdidas de energía en acometidas
- Pérdidas de energía en medidores
- Pérdidas en bobina de voltaje
- Pérdidas en bobina de corriente
- Pérdidas de energía en alumbrado público

3.4.5.1. Pérdidas de energía en los alimentadores primarios

Lo más importante del flujo de carga son las pérdidas de potencia en el momento de mayor demanda; para calcular las pérdidas en intervalos de 5 minutos se usó la siguiente fórmula: [25]

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



Donde:

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

Al sumar la potencia de pérdidas en cada intervalo de 5 minutos y multiplicarla por el tiempo del intervalo, se puede obtener la energía perdida usando la siguiente ecuación: [25]

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

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 puede aplicarse para calcular las pérdidas de energía en líneas de subtransmisión, alimentadores primarios, pérdidas resistivas en transformadores, alimentadores secundarios y acometidas. [25]

3.4.5.2. Pérdidas de energía en transformadores de distribución

El transformador presenta pérdidas resistivas debido al paso de corriente a través de sus devanados, así como pérdidas en el núcleo originadas por la histéresis y las corrientes de Foucault, las cuales se intentan minimizar mediante el laminado del material. [26]

Las pruebas en vacío miden las pérdidas en el núcleo a voltaje nominal, mientras que las pruebas de corto circuito determinan las pérdidas resistivas a plena carga. [26]



Para calcular las pérdidas resistivas en transformadores de distribución, primero se calcula la demanda de pérdidas en cada intervalo usando la fórmula [1]. Luego, para obtener las pérdidas totales de energía, se multiplican las pérdidas de energía de cada intervalo por la duración del intervalo de demanda, utilizando la fórmula [2]. [26]

Para calcular las pérdidas en el núcleo, que no dependen de la carga, se multiplicaron las pérdidas en vacío a demanda máxima por el número de horas en el mes, obteniendo así las pérdidas de energía en el núcleo, según la siguiente fórmula: [26]

$$Perd_energ_núcleo = Perd_núcleo_máx * Nro_días * 24 \quad [3]$$

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

3.4.5.3. Pérdidas de energía en alimentadores secundarios

Al igual que en los alimentadores primarios, se comenzó calculando las pérdidas resistivas de potencia a demanda máxima a partir de la modelación digital. Para ello, se necesitó el tipo y tamaño de los conductores, la longitud de las secciones, la ubicación de los usuarios, la energía facturada a cada uno, la energía total en cada poste y el espaciamiento entre conductores. Para calcular las pérdidas de potencia en cada intervalo, se utilizó la fórmula [1], y para obtener las pérdidas totales de energía, se multiplicaron las pérdidas de potencia en cada intervalo por la duración del intervalo de demanda, utilizando la fórmula [2]. [27]

3.4.5.4. Pérdidas de energía en acometidas

Para calcular las pérdidas en acometidas, se necesitó la potencia de pérdidas resistivas a demanda máxima obtenida de su modelación, la cual requiere el calibre de los conductores, el tipo de servicio, el número de fases y las longitudes. Para calcular las pérdidas de potencia en cada intervalo, se utilizó la fórmula [1], y para obtener las pérdidas totales de energía, se aplicó la fórmula [2]. [28]



3.4.5.5. Pérdidas de energía en medidores

En los medidores, se consideraron las pérdidas en la bobina de voltaje, que se mantienen constantes, y las pérdidas en la bobina de corriente a demanda máxima, así como su relación cuadrática respecto a las pérdidas de potencia. Para esto, se necesitaron los catálogos de la mayoría de los medidores instalados para obtener valores promedio o típicos. [28]

3.4.5.6. 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: [28]

$$Perd_{energ_bobina_volt} = Perd_{pc_bv} * Nro_días * 24 \quad [4]$$

Donde:

$Perd_{energ_bobina_volt}$: 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

3.4.5.7. Pérdidas en bobina de corriente

Las pérdidas en la bobina de corriente no dependen de la carga, y para calcular las pérdidas de energía solo influye el periodo de análisis, que en este caso es mensual. Por lo tanto, estas pérdidas se calcularon utilizando la siguiente ecuación: [28]

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

Donde:

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

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

I_{dem_nom} : Corriente nominal

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

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



3.4.5.8. Pérdidas en alumbrado público

Para calcular las pérdidas de energía en el cable de alumbrado público, se consideró la potencia máxima de pérdidas determinada en el reporte de líneas y cables, multiplicada por el factor de utilización, el número de días y por 24.

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

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



CAPITULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS

Se presenta el desarrollo del análisis de resultados obtenidos del cálculo de pérdidas de potencia y energía mediante la modelación del alimentador San Agustín Nro. 4 y la aplicación del módulo de perfiles de carga del programa CYME, finalmente se comparan con aquellos calculados mediante la metodología de Mentor Poveda.

4.1. Cálculo de pérdidas de potencia mediante el módulo de perfiles de carga

Luego de realizar la modelación del alimentador, se distribuye el perfil de carga ya antes importado mediante la metodología descrita en el capítulo III en toda la red para obtener una caracterización de la carga más adecuada como se puede observar en la Fig. 18.

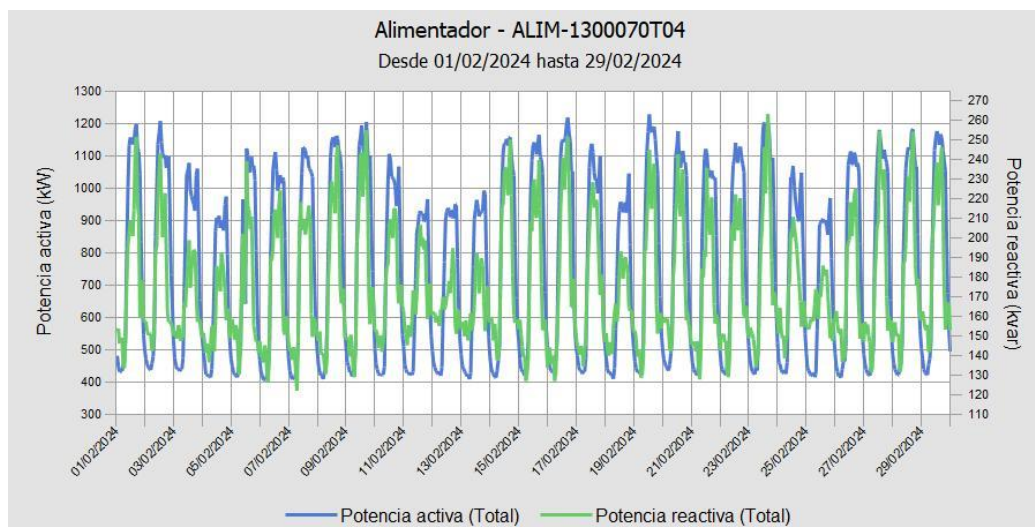


Fig. 18 Perfil de carga

Después de realizar la distribución de carga, se procede a correr un flujo de carga con perfiles en el alimentador con toda la configuración necesaria para obtener los reportes horarios de líneas y cables además del reporte sumario, con los cuales se obtendrá las pérdidas de potencia por etapa funcional.



Para obtener los resultados por etapa funcional se filtró de los reportes de líneas y cables, los elementos pertenecientes a un voltaje de 13,8 kV para redes primarias, para redes secundarias las líneas aéreas por fase que contengan ASC en el nombre del conductor y además estén dentro de un voltaje de 0,24 kV, para acometidas cable que este en un nivel de voltaje por debajo de 13,8 kV y que en su nombre no contenga TW.CU y THHN.CU que es utilizado para el filtro de alumbrado público en el cual no se considera el nivel de voltaje, esto en vista de que no se pudo obtener reportes de estas etapas funcionales directamente.

El cálculo de las pérdidas por etapa funcional se basa en los reportes horarios proporcionados por el software CYME para cada día del mes, a partir de estos datos, se aplica tres métodos de cálculo que permiten comparar los resultados obtenidos y establecer el método que ofrece mayor precisión en la estimación de pérdidas con perfiles de carga.

En el capítulo anterior se describe el método para el cálculo de pérdidas en los medidores, así como las pérdidas en vacío del transformador mediante la fórmula [3], debido a que el cálculo de pérdidas de potencia y energía de estas etapas funcionales son independientes de la corriente y no se requiere el cálculo de los flujos de carga.

4.1.1. Cálculo de pérdidas de energía mediante un día promedio horario

El primer método se desarrolla a partir del promedio de los valores horarios del perfil de carga. Para ello, se construye un día representativo en el que, para cada hora, se ingresa el valor promedio correspondiente a todos los días del mes. De esta manera, se obtienen veinticuatro reportes horarios que permiten calcular las pérdidas mediante los filtros indicados anteriormente para cada una de las etapas funcionales.

Una vez obtenidas las pérdidas correspondientes a cada hora del día y a cada etapa funcional, se realiza la suma de los valores horarios de potencia en cada intervalo de demanda para determinar el valor diario de pérdidas de energía por etapa funcional debido a que este es de una hora. Posteriormente, las pérdidas mensuales se calculan multiplicando los valores diarios por veintinueve, cuyos resultados se presentan en la tabla 5.



Tabla 5

Pérdidas de energía día promedio

PÉRDIDAS DE ENERGÍA		
ALIMENTADOR PRIMARIO	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	3.169,46	10,60%
Cable	77,63	0,26%
TRANSFORMADORES	Epérd(kWh)	%
Cobre del transformador	7.728,79	25,85%
Vacío del transformador	10.272,96	34,36%
ALIMENTADOR SECUNDARIO	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	2.547,93	8,52%
ACOMETIDAS	Epérd(kWh)	%
Cable	4.943,53	16,54%
MEDIDORES	Epérd(kWh)	%
Pérdidas Bobina de voltaje	598,42	2,00%
Pérdidas Bobina de corriente	23,13	0,08%
ALUMBRADO PÚBLICO	Epérd(kWh)	%
Alumbrado público	535,19	1,79%
		%
Total	29.897,03	100%

4.1.2. Cálculo de pérdidas de energía mediante una semana horaria

A diferencia del método anterior, en este procedimiento se ingresa a la red el perfil de carga con la totalidad de los valores horarios del mes y se selecciona una semana para el cálculo de las pérdidas por etapa funcional. A partir de esta muestra, se obtienen los reportes horarios correspondientes a los siete días de la semana y se calculan las pérdidas de energía mediante los filtros previamente descritos. Se debe considerar que, al emplearse únicamente una semana como



muestra del mes completo, los resultados obtenidos presentan pérdidas menores al método del día promedio.

Como paso final, se procede a la sumatoria de los valores horarios, de manera similar al método anterior, con el fin de obtener los valores diarios. Posteriormente, se determina el valor semanal a partir del total correspondiente a los siete días y, finalmente, este resultado se multiplica por cuatro para estimar el valor mensual.

Tabla 6

Pérdidas de energía semana horaria

PÉRDIDAS DE ENERGÍA		
ALIMENTADOR PRIMARIO	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	3.035,42	10,45%
Cable	74,35	0,26%
TRANSFORMADORES	Epérd(kWh)	%
Cobre del transformador	7.397,06	25,48%
Vacío del transformador	10.272,96	35,38%
ALIMENTADOR SECUNDARIO	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	2.365,78	8,15%
ACOMETIDAS	Epérd(kWh)	%
Cable	4.754,24	16,37%
MEDIDORES	Epérd(kWh)	%
Pérdidas Bobina de voltaje	598,42	2,06%
Pérdidas Bobina de corriente	23,13	0,08%
ALUMBRADO PÚBLICO	Epérd(kWh)	%
Alumbrado público	513,28	1,77%
		%
Total	29.034,64	100%



4.1.3. Cálculo de pérdidas de energía mediante un mes completo horario

Como último método para el cálculo de pérdidas con perfiles de carga, se aplica el procedimiento descrito en el método anterior, con la diferencia de que se consideran todos los reportes horarios del mes. De este modo, se obtienen los resultados horarios correspondientes a cada día del mes y, finalmente, se realiza la sumatoria de dichos valores para determinar el total de pérdidas mensuales en cada una de las etapas funcionales.

Tabla 7

Pérdidas de energía mes horario

PÉRDIDAS DE ENERGÍA		
ALIMENTADOR PRIMARIO	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	3.192,85	10,64%
Cable	78,21	0,26%
TRANSFORMADORES	Epérd(kWh)	%
Cobre del transformador	7.786,94	25,95%
Vacío del transformador	10.272,96	34,24%
ALIMENTADOR SECUNDARIO	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	2.510,70	8,37%
ACOMETIDAS	Epérd(kWh)	%
Cable	5.002,92	16,67%
MEDIDORES	Epérd(kWh)	%
Pérdidas Bobina de voltaje	598,42	1,99%
Pérdidas Bobina de corriente	23,13	0,08%
ALUMBRADO PÚBLICO	Epérd(kWh)	%
Alumbrado público	540,06	1,80%
		%
Total	30.006,18	100%



4.2. Cálculo de pérdidas de energía mediante el método de Mentor Poveda

Para poder validar los resultados obtenidos con el método de perfiles de carga es necesario calcular las pérdidas mediante el método de Mentor Poveda en el cual inicialmente, se determinó la potencia de pérdidas en cada intervalo y, a continuación, la energía de pérdidas, a partir de la información obtenida del análisis del flujo de carga.

Por ejemplo, para uno de los intervalos de las líneas aéreas en medio voltaje, el proceso fue el siguiente:

En la Figura 19 se presenta el procedimiento para el cálculo de la potencia de pérdidas correspondiente a uno de los intervalos de tiempo, utilizando la ecuación [1], la cual fue aplicada a los cables en media tensión, al cobre del transformador, a la red de baja tensión y a las acometidas.

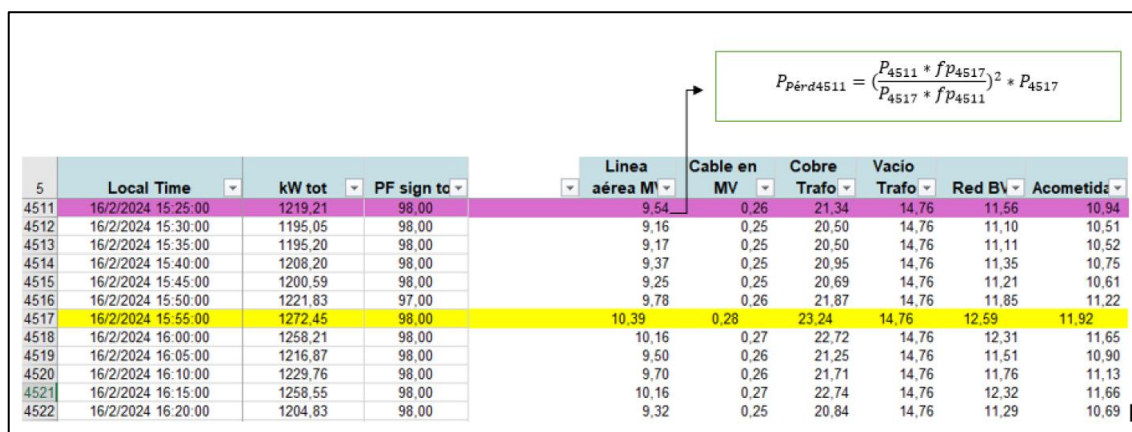


Fig. 19 Cálculo de potencia de pérdidas para el intervalo 4511

Para el cálculo de la energía de pérdidas se empleó la ecuación [2], y los resultados correspondientes a cada etapa funcional se presentan en la Tabla 8.



Tabla 8

Pérdidas de energía Mentor Poveda

PÉRDIDAS DE ENERGÍA		
ALIMENTADOR PRIMARIO	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	2.296,80	8,28%
Cable	80,76	0,29%
TRANSFORMADORES	Epérd(kWh)	%
Cobre del transformador	6.703,15	24,16%
Vacío del transformador	10.272,96	37,03%
ALIMENTADOR SECUNDARIO	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	3.631,35	13,09%
ACOMETIDAS	Epérd(kWh)	%
Cable	3.438,10	12,39%
MEDIDORES	Epérd(kWh)	%
Pérdidas Bobina de voltaje	598,42	2,16%
Pérdidas Bobina de corriente	23,13	0,08%
ALUMBRADO PÚBLICO	Epérd(kWh)	%
Alumbrado público	696,00	2,51%
		%
Total	27.740,67	100%

En el caso de los medidores de energía, se aplicó el método de Mentor Poveda para determinar las pérdidas en la bobina de voltaje y en la bobina de corriente, empleando las ecuaciones [4] y [5], respectivamente. Para este cálculo, se consideraron las potencias de consumo de ambas bobinas, las cuales fueron obtenidas a partir del catálogo de los medidores de energía. Los resultados se presentan a continuación:



Tabla 9

Pérdidas de energía en medidores

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN MEDIDORES KWh

MEDIDORES	Epérd(kWh)
Pérdidas en bobina de voltaje	598,42
Pérdidas en bobina de corriente	23,13

4.3. Resultados finales

En la Tabla 10 se presentan los resultados obtenidos mediante las metodologías previamente descritas para el cálculo de las pérdidas de energía en cada una de las etapas funcionales.

Tabla 10

Pérdidas de energía mediante la metodología descrita

PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA

	Día Promedio	Semana	Mes	Mentor Poveda
ALIMENTADOR PRIMARIO	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)
Línea aérea	3.169,46	3.035,42	3.192,85	2.296,80
Cable	77,63	74,35	78,21	80,76

TRANSFORMADORES	Día Promedio	Semana	Mes	Mentor Poveda
	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)
Cobre del transformador	7.728,79	7.397,06	7.786,94	6.703,15
Vacío del transformador	10.272,96	10.272,96	10.272,96	10.272,96

ALIMENTADOR SECUNDARIO	Día Promedio	Semana	Mes	Mentor Poveda
	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)
Línea aérea	2.547,93	2.365,78	2.510,70	3.631,35

ACOMETIDAS	Día Promedio	Semana	Mes	Mentor Poveda
	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)
Cable	4.943,53	4.754,24	5.002,92	3.438,10

MEDIDORES	Día Promedio	Semana	Mes	Mentor Poveda
	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)
Pérdidas Bobina de voltaje	598,42	598,42	598,42	598,42
Pérdidas Bobina de corriente	23,13	23,13	23,13	23,13



ALUMBRADO PÚBLICO				
Alumbrado público	535,19	513,28	540,06	696,00
Total	29.897,03	29.034,64	30.006,18	27.740,67

Se observa que los tres métodos empleados para el cálculo de pérdidas mediante perfiles de carga no presentan variaciones significativas entre sí. No obstante, el método que considera únicamente los valores correspondientes a una semana es el que muestra la mayor variación, debido a que dicha muestra resulta poco representativa, considerando que la carga es variable en el tiempo. En consecuencia, el método que contempla todos los días del mes proporciona resultados más precisos. Asimismo, se destaca que el método basado en la obtención de un día representativo a partir de los valores promedios del mes no presenta diferencias significativas respecto al método considerado más preciso.

A partir de los resultados obtenidos mediante el método del Ing. Mentor Poveda, se observa una marcada diferencia en comparación con los métodos desarrollados en este trabajo de grado. Esta diferencia se debe a que el método de Mentor Poveda basa sus cálculos en la demanda máxima, mientras que el método con perfiles de carga analiza el comportamiento con un intervalo de demanda horario de la carga a lo largo de todo el mes.

4.4. Cálculo de pérdidas no técnicas del alimentador San Agustín Nro. 4

En la Tabla 11 se presenta la energía inyectada en el alimentador San Agustín N.º 4, cuyos valores fueron obtenidos del sistema de medición ubicado en la cabecera del alimentador, así como la energía consumida, proveniente del sistema comercial. Las pérdidas totales se determinan como la diferencia entre la energía inyectada y la energía consumida. Finalmente, las pérdidas de energía no técnicas se obtienen como la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas. A continuación, se presentan los resultados detallados de cada tipo de pérdida, de acuerdo con las metodologías aplicadas.

Tabla 11

Pérdidas no técnicas



	Energía Inyectada	Energía consumida	Pérdidas totales	Pérdidas técnicas	Pérdidas no técnicas
Día Promedio	531.712,50	467.907,00	63.805,50	29.897,03	33.908,47
Semana	531.712,50	467.907,00	63.805,50	29.034,64	34.770,86
Mes	531.712,50	467.907,00	63.805,50	30.006,18	33.799,32
Mentor Poveda	531.712,50	467.907,00	63.805,50	27.740,67	36.064,83



Conclusiones

- Se determina que el cálculo de pérdidas con perfiles de carga presenta valores más precisos con respecto al método del Ing. Mentor Poveda debido a que el análisis de la carga que se realiza es utilizando todos los datos horarios registrados durante cada día del mes.
- La modelación del alimentador en cada una de las etapas funcionales permite distribuir la carga sin la necesidad de establecer factores de pérdidas sino únicamente los flujos de carga con perfiles en cada intervalo de demanda para obtener las pérdidas de potencia y energía.
- El método donde se toma como registro los valores de una semana, presenta valores menores a los obtenidos cuando se analiza los flujos de carga horarios en un periodo de tiempo de un día promedio y mensual ya que estos valores no son promedios semanales.



Recomendaciones

- Se recomienda aplicar la metodología desarrollada en este trabajo de grado en futuros estudios de cálculo de pérdidas de potencia y energía a nivel de subtransmisión mediante flujos con perfiles de carga, así como gestionar por parte de EMELNORTE a TRADUREP permitir la obtención de reportes por etapa funcional en el software CYME ya que el programa únicamente reporta valores de pérdidas a nivel general.



Referencias bibliográficas

- [1] F. A. Freire Reasco, “Estudio de pérdidas técnicas de energía eléctrica en la subestación San Gabriel de la empresa Eléctrica Regional Norte S. A.,” p. 90, 2019.
- [2] J. Ninantay Torres, “Análisis de las pérdidas de energía eléctrica en las redes de distribución del sistema eléctrico SE0032 QUENCORO – CUSCO – ELECTRO SUR ESTE S.A.A.,” p. 143, 2019.
- [3] A. de R. y C. de Energía and y R. N. N. Renovables, “Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2022,” 2022.
- [4] EmelNorte, “INDICADORES COMERCIALES E INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO,” p. 13, 2022.
- [5] EMELNORTE, “PLAN DE EXPANSIÓN Y MEJORA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE EMELNORTE S. A. 2021 - 2030,” 2020.
- [6] F. Barrero, “Sistemas de energía eléctrica.”
- [7] C. J. M. Flores, I. N. R. Inderique, and M. C. E. Javier, “Diseño del núcleo de un transformador trifásico de distribución para la reducción de pérdidas técnicas,” p. 114, 2021, [Online]. Available: https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20.500.12394/10091/1/IV_FIN_109_TE_Flores_Inderique_Javier_2021.pdf
- [8] F. J. Itaz Alcuacer, “Determinación de ruta óptima de alimentadores primarios aéreos de medio voltaje utilizando algoritmos de optimización,” p. 78, 2019.
- [9] Yebra Morón Juan Anonio., “Sistemas eléctricos de distribución,” 2021.
- [10] B. S. S. Gabriel, *Construcción de módulo didáctico de protección diferencial de transformadores para el laboratorio de protecciones eléctricas de la universidad politécnica salesiana campus sur.* 2018.
- [11] J. A. M. Arcos, *Rediseño de las redes primarias del alimentador San Vicente Nro.1 de la Empresa Eléctrica Regional Norte Emelnorte S.A para el mejoramiento de la calidad de servicio eléctrico.* 2024.
- [12] AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES - ARCERNNR, “REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-006/20 ‘«Marco normativo para la prestación del servicio de alumbrado público general,»” pp. 1–36, 2023.
- [13] P. E. M. Alejandra, “CÁLCULO INTEGRAL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL ALIMENTADOR AJAVÍ No.2 DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE



S.A. PARA LA DETERMINACIÓN DE PORCENTAJES POR ETAPA FUNCIONAL.,” 2024.

- [14] S. D. D. Perez, “PROPUESTA DE MEJORAS PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA RED DE SUBTRANSMISIÓN DEL DEPARTAMENTO DEL ATLANTICO,” 2022.
- [15] F. A. González Torres, ““Estudio de causas incidentes en las pérdidas no técnicas en baja tensión de una empresa distribuidora de electricidad con alta demanda,”” p. 115, 2019.
- [16] C. Santos, “Algoritmo para la identificación de pérdidas no técnicas en baja tensión,” *Repositorio de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas*, 2021, [Online]. Available: <https://repository.udistrital.edu.co/bitstream/handle/11349/29293/SantosPaezCristianDavid2021.pdf?sequence=1>
- [17] Y. M. Campoverde Tapia, “Estudio de la proyección de la demanda eléctrica de una empresa de crianza avícola y producción de alimento balanceado.,” pp. 1–23, 2019.
- [18] A. P. I. Quishpe, “Estimación de la curva de la demanda a corto plazo en función de una onda madre,” 2021.
- [19] L. M. R. Tapia, *Propuesta Técnica Para El Mejoramiento Del Sistema Eléctrico De La Planta Procesadora De Productos Lácteos Alpina S.a. Del Cantón Montúfar*. 2022.
- [20] J. M. P. Ubidia, “Análisis del factor de carga y del factor de diversidad para el diseño eléctrico de centros comerciales populares del municipio de Quito.,” *Facultad de Ingeniería química y Agroindustrial*, pp. 1–145, 2009, [Online]. Available: [file:///C:/Users/Emerito Huaman/Downloads/CD-2283 desbloquear_unlocked.pdf](file:///C:/Users/Emerito%20Huaman/Downloads/CD-2283%20desbloquear_unlocked.pdf)
- [21] E. P. D. M. ESP, “Guía metodológica cálculo de pérdidas de energía,” *Guía Metodológica N° 02: Cálculo de pérdidas de energía*, pp. 1–26, 2019.
- [22] M. Mentor Poveda, “Nuevo método para calcular las pérdidas en sistemas de distribución eléctrica con altas pérdidas no técnicas,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 11, no. 1, pp. 1–14, 2019, [Online]. Available: http://scioteca.caf.com/bitstream/handle/123456789/1091/RED2017-Eng-8ene.pdf?sequence=12&isAllowed=y%0Ahttp://dx.doi.org/10.1016/j.regsciurbeco.2008.06.005%0Ahttps://www.researchgate.net/publication/305320484_SISTEM_PEMBETUNGAN_TERPUSAT_STRATEGI_MELESTARI
- [23] S. R. Castaño, “Redes de Distribución de Energía,” 2019.
- [24] D. H. Cárdenas Villacrés, C. F. Chávez Córdova, and N. R. Layedra Quinteros, “Estabilidad de Voltaje en Redes de Distribución Eléctrica Monofásicas de Medio Voltaje, Aplicando



Reguladores Quick Drive Tap en Estado Estable,” *INGENIO*, vol. 4, no. 1, pp. 17–26, Jun. 2021, doi: 10.29166/ingenio.v4i1.3067.

- [25] Mentor Poveda, “Cálculo de pérdidas de energía en elementos resistivos,” 2016.
- [26] Mentor Poveda, “Cálculo de pérdidas en potencia y energía en transformadores,” 2016.
- [27] Mentor Poveda, “Cálculo de pérdidas en redes secundarias,” 2016.
- [28] Mentor Poveda, “Cálculo de pérdidas en acometidas y medidores,” 2016.