



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



TEMA:

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

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

AUTORA:

Sidney Tatiana Lema Chasi

DIRECTOR:

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



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:	1726578501
APELLIDOS Y NOMBRES:	Lema Chasi Sidney Tatiana
DIRECCIÓN:	Tabacundo- Calle Luis Freile y Jaramillo
EMAIL:	stlemac@utn.edu.ec
TELÉFONO FIJO:	TELÉFONO MÓVIL: 0998880100

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	CÁLCULO INTEGRAL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL ALIMENTADOR SAN AGUSTIN No.4 DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A. PARA LA DETERMINACIÓN DE PORCENTAJES POR ETAPA FUNCIONAL
AUTOR (ES):	Lema Chasi Sidney Tatiana
FECHA DE APROBACIÓN: DD/MM/AAAA	09/07/2024
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> GRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniera Eléctrica
ASESOR /DIRECTOR:	MSc. Hernán Pérez

2. CONSTANCIAS

La autora manifiesta 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 el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 9 días del mes de julio de 2024

EL AUTOR:

.....*Sidney T*.....

Nombre: Sidney Tatiana Lema Chasi



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 Lema Chasi Sidney 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 San Agustín 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

A Dios, quien ha sido mi guía en cada paso de este camino. Nada de esto hubiera sido posible sin su amor y sus incontables bendiciones.

A mis padres, especialmente a mi madre, cuyo cariño y aliento han sido mi refugio en los momentos difíciles. Su sabiduría y orientación han sido el viento bajo mis alas, permitiéndome volar alto. Este logro lleva impresa tu huella, como un tributo a todo lo que has dado por mí.

A mis hermanos, mis primeros amigos y mis eternos compañeros de vida. Este logro es nuestro, porque juntos hemos superado obstáculos y celebrado triunfos. Gracias por ser mi firme apoyo a lo largo de los años.

A mis sobrinos, mis pequeños grandes maestros, quienes me han enseñado el significado del amor puro y la alegría genuina. Que este logro sea un reflejo de mi amor por ustedes y mi compromiso de acompañarlos, cuidarlos y festejar cada victoria en su camino.

A mis cuñados, quienes han construido un puente de amistad, confianza y cariño.

A mi angelito Teo, quien trajo luz, amor y alegría a cada rincón de mi vida. A través de las noches de estudio, las dudas y los momentos de agobio, su amor incondicional y apoyo silencioso fueron mi ancla.

A mis amigos, Gabriel, Brenda, Lizeth, Ricardo, Emerson y Ahuqui, gracias por su apoyo incondicional y momentos inolvidables. Su amistad ha sido un regalo invaluable que atesoro profundamente.

Tatiana Lema

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**

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

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

A Dios, su guía constante, fortaleza inquebrantable y bendiciones han sido pilares fundamentales para superar los desafíos y alcanzar este logro académico.

A mi familia, quienes estuvieron a mi lado en cada etapa de este proceso, quiero expresarles mi profundo agradecimiento. Sus palabras de aliento, su comprensión y su apoyo incondicional fueron mi fuente constante de energía.

Quiero expresar mi profunda gratitud a mi tutor, MSc. Hernán Pérez por su guía, apoyo y paciencia durante el desarrollo de esta tesis. Gracias por compartir su conocimiento y experiencia, ha sido un honor trabajar a su lado.

A mi asesor, PhD. Gerardo Collaguazo, agradezco sinceramente su contribución a este proceso académico. Sus críticas constructivas y sugerencias han enriquecido significativamente este proyecto.

Finalmente, quiero agradecer a la “Universidad Técnica del Norte” por brindarme la oportunidad de cursar mis estudios. La excelencia académica, el apoyo de los profesores y los recursos disponibles han sido fundamentales para mi crecimiento intelectual y personal. Estoy orgullosa de formar parte de esta comunidad académica y agradecida por su impacto positivo en mi vida.

Tatiana Lema



IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA	II
CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR	
III	
DEDICATORIAS.....	IV
AGRADECIMIENTOS.....	V
CAPITULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.1. Planteamiento del problema	1
1.1.2. Formulación de la pregunta de investigación	2
1.2 Objetivos.....	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos.....	2
1.3 Alcance y delimitación	3
1.4 Justificación	4
CAPÍTULO II.....	2
MARCO TEÓRICO	2
2.1 Antecedentes.....	2
2.2 Bases teóricas.....	5
2.2.1. Sistemas de distribución.....	5
1.2.2. Pérdidas de energía eléctrica	7



	1.2.3.
Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica	12
1.2.4. Causas de las pérdidas técnicas en los componentes del alimentador.....	13
1.2.5. Causas de las pérdidas no técnicas	15
1.2.6. Impacto de las pérdidas de energía.....	17
CAPÍTULO III	20
MATERIALES Y MÉTODOS.....	20
3.1. Metodología	20
3.2. Diseño de la investigación Materiales, equipos y software	21
3.3. Descripción del alimentador	22
3.4. Especificaciones técnicas del alimentador.....	24
3.5. Cálculo de Pérdidas de Energía	25
2.5.1. Método de Olade (Ing. Mentor Poveda).....	26
2.5.2. Método de Samuel Castaño.....	31
2.5.3. Método de Factor de pérdidas en función del factor de Carga.....	32
2.6. Procedimiento y análisis de datos.....	33
2.7. Recopilación de datos	33
2.8. Modelación de la red de bajo voltaje	34
CAPITULO IV	43
RESULTADOS Y ANÁLISIS	43
4.1. Cálculo de pérdidas de potencia mediante la modelación del alimentador	43



4.3.	Métodos
aplicados	44
4.3.1. Cálculo de pérdidas de energía mediante el método de Mentor Poveda.....	44
4.3.3. Cálculo de pérdidas de energía mediante el método de relación de factor de carga y factor de pérdidas.....	48
4.3.4. Resultados finales.....	50
Conclusiones.....	52
Referencias bibliográficas.	54
Anexos.....	57
Anexo A: Cálculo de pérdidas de potencia y energía con el Método del Ing. Mentor Poveda.	57
Anexo B: Cálculo de pérdidas de potencia y energía con el Método del Ing. Samuel Castaño.	57
Anexo C: Cálculo de pérdidas de potencia y energía con el Método de Relación de Factor de carga y Factor de Pérdidas	58
Anexo D: Socialización de cómo utilizar el equipo identificador de fases por parte de los técnicos de EmelNorte.....	58
Anexo E: Identificador de fases SPI-III.	59
Anexo F	59
Anexo G: Visita técnica.....	60



INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Red Eléctrica5

Figura 2. Flujo de corriente eléctrica.....8

Figura 3. a) Dominios magnéticos orientados al azar. b) Dominios magnéticos alineados en presencia de un campo magnético externo 10

Figura 4. Efecto del tamaño de las variaciones de la fuerza magnetomotriz en la magnitud de las pérdidas por histéresis 11

Figura 5. Clasificación Pérdidas Eléctricas Técnicas y No Técnicas 12

Figura 6. Ubicación de la subestación San Agustín en Google Maps.22

Figura 7. Diagrama unifilar de la subestación San Agustín, alimentador N°4.....23

Figura 8. Topografía del Alimentador San Agustín N°4.24

Figura 9. Modelación de un transformador conectado al Alimentador.34

Figura 10. Datos técnicos de un transformador monofásico35

Figura 11. Datos técnicos de un transformador trifásico35

Figura 12. Datos técnicos de una red secundaria.35

Figura 13. Datos técnicos para acometidas.36

Figura 14. Datos técnicos para medidores.....37

Figura 15. Datos técnicos para Alumbrado Público.38

Figura 16. Modelación de la red secundaria.....39

Figura 17. Tensiones del equivalente de fuente.....39

Figura 18. Demanda de la red.....39

Figura 19. Parámetros del análisis de flujo de carga.40

Figura 20. Redes del análisis de flujo de carga.40

Figura 21. Comandos del análisis de flujo de carga.41



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



Figura 22. Límites de carga del análisis de flujo de carga.41

Figura 23. Salida del análisis de flujo de carga.41

Figura 24. Límites de tensión del análisis de flujo de carga.41

Figura 25. Cálculo de potencia de pérdidas para el intervalo 4511.....45



INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Materiales, equipos y software a emplear en la investigación.....	21
Tabla 2. Especificaciones del Alimentador San Agustín N° 4.....	25
Tabla 3. Número de acometidas aéreas, subterráneas y luminarias pertenecientes al alimentador San Agustín N°4	25
Tabla 4. Reporte detallado de las pérdidas de potencia por etapa funcional (kW).....	43
Tabla 5. Resultado de pérdidas de energía mediante el método de Mentor Poveda en kWh.	45
Tabla 6. Pérdidas en los medidores de energía	46
Tabla 7. Resultado de pérdidas de energía por el método de Samuel Ramírez Castaño en kWh	48
Tabla 8. Resultado de pérdidas de energía por el método de relación de factor de carga y factor de pérdidas.....	49
Tabla 9. Resultados de la energía de pérdidas en cada etapa funcional.....	50
Tabla 10. Energía inyectada, consumida y pérdidas totales	51



RESUMEN

Las pérdidas técnicas de energía están presentes en todos los sistemas eléctricos, por ello, es necesario determinarlas, en cada una de sus etapas funcionales, una vez establecidas, se puede encontrar las pérdidas de energía no técnicas por simple diferencia entre las totales y las técnicas, el porcentaje de pérdidas de energía se las determina con relación a las pérdidas totales, estas se las obtiene restando la energía entregada en la cabecera del alimentador menos la energía consumida por los abonados; de esta forma podemos enfocarnos en recuperar pérdida no técnicas de aquellas que presentan mayor porcentaje, para realizar correcciones inmediatas, como son inspecciones de conexiones clandestinas, manipulación de los sistemas de medición, conexiones directas que pueden ocurrir en cualquier etapa funcional

El presente trabajo de grado se apoya a través de métodos de campo, simulación de procesos, cuantitativos e investigativos, la adopción de métodos que permitió conocer el origen y principalmente la cantidad de pérdidas de energía técnicas que se encuentran presentes en cada etapa funcional del Alimentador San Agustín N°4. Estas etapas incluyen la Red de Medio voltaje, Transformadores de distribución, Red secundaria, Acometidas, Medidores y Alumbrado Público.

Palabras clave: Pérdidas de energía, Cálculo de pérdidas de energía, Mentor Poveda, Samuel Castaño, Método de Olade.



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



ABSTRACT

Technical energy losses are present in all electrical systems; therefore, it is necessary to determine them at each of their functional stages. Once established, non-technical energy losses can be identified simply by calculating the difference between total losses and technical losses. The percentage of energy losses is determined in relation to the total losses, which are obtained by subtracting the energy delivered at the feeder head from the energy consumed by subscribers. This allows us to focus on recovering non-technical losses, especially those with the highest percentage. Immediate corrections can be made, such as inspecting clandestine connections, addressing meter tampering, and identifying direct connections that may occur at any functional stage.

The present research is supported through field methods, process simulation, quantitative analysis, and investigation. By adopting these methods, we gain insights into the origin and primarily the quantity of technical energy losses present in each functional stage of Feeder San Agustín No. 4. These stages include Medium Voltage Network, Distribution Transformers, Secondary Network, Service Connections, Meters, and Public Lighting.

Keywords: Energy losses, Calculation of energy losses, Mentor Poveda, Samuel Castaño, Olade Method.



CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

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

1.1.1. Planteamiento del problema

Los sistemas de distribución están compuestos por subestaciones, circuito primario y circuito secundario, mismos que presentan pérdidas en sus sistemas, debido a que la energía se pierde por el efecto Joule o a su vez por actividades ilegales o fraudulentas que ocurren fuera del sistema eléctrico y que afectan la medición y registro de la energía eléctrica consumida. Estas pérdidas pueden ocurrir en cualquier etapa del proceso de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. registró en su sistema de distribución, un comportamiento decreciente de pérdidas totales en el período 2017- 2019, sin embargo, a partir del año 2020 estas volvieron a incrementarse, debido a que, en ese año inició la emergencia sanitaria a nivel mundial, en la cual, la empresa registró el 6,69% de pérdidas técnicas y el 3,11% de pérdidas no técnicas, ya que, aumentó el consumo de energía de los abonados residenciales por el confinamiento, y la mayor parte del sector industrial se paralizó, dando un resultado de pérdidas totales de 9,80%. Desde entonces, el porcentaje de pérdidas ha ido incrementando hasta llegar a 12,11% en el año 2022 (Gaibor, 2023). Las pérdidas eléctricas en el sistema de distribución se calculan por etapas funcionales, que incluyen la red primaria, los transformadores de distribución, la red secundaria, las acometidas, los medidores y el alumbrado público. Actualmente, EMELNORTE calcula



las pérdidas de energía en los alimentadores primarios y los transformadores de distribución mediante el método de “Olade”. Sin embargo, las pérdidas en la red secundaria son estimadas por la empresa tomando como referencia estudios anteriores de la Unidad de Pérdidas.

1.1.2. Formulación de la pregunta de investigación

¿Cómo realizar el cálculo integral de pérdidas de energía para determinar el porcentaje por etapa funcional en el Alimentador San Agustín N°4 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S. A.?

1.2 Objetivos

Los objetivos de este trabajo de grado se plantean a continuación.

1.2.1. Objetivo general

- Calcular las pérdidas integrales en el Alimentador San Agustín N°4; mediante el modelamiento de la red eléctrica para la determinación de porcentajes de pérdidas por etapa funcional.

1.2.2. Objetivos específicos

- Describir las causas y el impacto de las pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución.
- Modelar cada una de las etapas funcionales del alimentador San Agustín No.4.
- Determinar las pérdidas integrales del Alimentador San Agustín No.4



1.3 Alcance y delimitación

El presente trabajo se basa en la investigación bibliográfica de las pérdidas de energía eléctrica para describir cuáles son sus causas y el impacto que tienen en los sistemas de distribución. Además, se realizará la migración de la información de la red primaria y los transformadores de distribución del Alimentador San Agustín N°4, mediante la interfaz que utilizan todas las empresas distribuidoras ArcGis al software CYMDIST; para el caso de las redes secundarias, acometidas y medidores se realizará el levantamiento de información en campo. Debido a que aún no hay una interfaz para redes secundarias, se modelarán manualmente las etapas funcionales de bajo voltaje. Para ello, la empresa adquirió el módulo CYME, que posibilita el cálculo integral de pérdidas de energía en las redes secundarias. Esto implica utilizar la información técnica de la configuración de sus redes y los datos técnicos de los equipos en la GeoDatabase en ArcGIS, en donde se utilizará la información de las bases de datos proporcionadas por la empresa.

Con los resultados de los flujos de carga y los registros de medición disponibles en la cabecera de los transformadores, se calculará las pérdidas de demanda. Para el cálculo las pérdidas técnicas, se necesitarán los registros cuarto-horarios del sistema de medición en la cabecera del alimentador, así como herramientas informáticas e información de la empresa eléctrica EMELNORTE. Las pérdidas totales en el alimentador se las obtiene restando la energía registrada en la cabecera del alimentador y la energía facturada a sus clientes conectados. Las pérdidas no técnicas se las obtiene mediante la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas del alimentador.



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



Esta información servirá como referencia para la estimación de las pérdidas en las etapas funcionales para alimentadores similares.

1.4 Justificación

La Universidad Técnica del Norte gracias al convenio de cooperación interinstitucional con la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., los estudiantes tienen la oportunidad de colaborar con esta empresa para la realización de sus proyectos de grado, ya que permiten el acceso a la información y tienen a su disposición equipos sofisticados que serán fundamentales para este estudio, por lo tanto:

El presente trabajo mostrará el cálculo del porcentaje de pérdidas de energía que permitirá obtener porcentajes puntuales en la etapa funcional de bajo voltaje, debido a que, actualmente, esta información es asumida por la empresa. De esta manera se podrá realizar la comparación entre los porcentajes calculados y los datos asumidos por la empresa para determinar cuáles son los factores que contribuyen a las pérdidas.

Este cálculo es fundamental para la toma de decisiones informadas sobre la implementación de medidas para mejorar la eficiencia energética en alimentadores similares.

Al identificar las pérdidas técnicas y no técnicas, la Dirección Comercial podrá optimizar los elementos que conforman la red de distribución, como líneas de transmisión, transformadores y puntos de corte y desconexión, o, a su vez, detectar robos de energía y tomar medidas para reducir las pérdidas y mejorar la eficiencia de la empresa eléctrica.



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



Este estudio también servirá como referencia para calcular las pérdidas en otros alimentadores y tomar medidas para reducirlas.



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



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Las pérdidas energéticas están presentes en todos los sistemas eléctricos, y esta problemática se viene arrastrando a lo largo de los años, por lo cual las empresas distribuidoras han desarrollado estudios que han permitido diagnosticar las pérdidas existentes en los sistemas de distribución; estas se originan por la el transporte de potencia y la disipación de energía en todos los elementos que conforman un sistema eléctrico debido al efecto de calentamiento de sus partes denominado efecto Joule y a sus características de disipación en el medio ambiente o por fraude en la comercialización de la energía eléctrica (Saquieres, 2022).

De acuerdo con (Banco mundial, 2019), en los últimos 5 años, se han tomado medidas en todo el mundo para disminuir las pérdidas de energía eléctrica. Una de las reformas más comunes ha sido la regulación, con alrededor del 70% de los países en desarrollo estableciendo organismos reguladores cuasi-independientes para supervisar la fijación de precios y monitorear la calidad del servicio, además, se han llevado a cabo reformas orientadas al mercado en el sector eléctrico, como la privatización de partes de la industria eléctrica y la reestructuración de las empresas de servicios públicos.

Jiménez et al. (2014) consideran que, aproximadamente el 17% de la electricidad producida en América Latina y el Caribe se pierde durante su transmisión y distribución. Esta proporción es significativamente mayor que la de los países de ingresos bajos (14-



15%), países de ingresos medios (13%) y países de ingresos altos (6-9%). En términos relativos, América Latina y el Caribe tienen uno de los índices más altos de pérdidas de electricidad en el mundo, en donde Ecuador ocupa el décimo lugar entre los países más afectados por las pérdidas eléctricas.

Por otro lado, en un estudio reciente según (Jiménez, 2017) se mostró cómo cinco empresas eléctricas ecuatorianas lograron reducir y controlar sus pérdidas de energía; para esto, tomaron medidas en tres áreas clave para reducir y controlar sus pérdidas de electricidad: a) ajustando las leyes y regulaciones del sector eléctrico, b) mejorando la gestión de las empresas de distribución eléctrica y c) fortaleciendo la infraestructura del sistema nacional de distribución. Como resultado de un conjunto consistente de medidas, estas pérdidas se redujeron en 10 puntos porcentuales, lo que equivale a un aumento anual de ingresos de US\$200 millones para las empresas.

Debido a esta problemática, se llevó a cabo la actualización del “Plan de Expansión y Mejoras del Sistema de Distribución Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE) 2021-2030” cuyo proyecto se basa en estudios técnicos y de factibilidad financiera, para dar cumplimiento con todos los parámetros y regulaciones exigidas por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), como son: confiabilidad, reducción de pérdidas y calidad de servicio en el ámbito eléctrico (Ruiz, 2021).

Carrión y Andaluz (2021) sostienen que “Las pérdidas de energía en una empresa distribuidora y comercializadora de electricidad influyen y generan consecuencias en



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



diversos ámbitos, como el técnico-económico, el social y el ético-moral” (pág. 24); por ello, es necesario estudiar las pérdidas de electricidad según su clasificación, ya sea técnica o no técnica, en cada una de las etapas de la cadena del sistema eléctrico, para lograr un control estable que facilite correcciones inmediatas. Esto tendría repercusiones positivas en las futuras inversiones que realicen las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica, con lo cual se podrá dar un mejor servicio y tener menos pérdidas económicas.

Sin embargo, la diversidad de los sistemas eléctricos y la dificultad para medir las pérdidas no técnicas hacen que sea difícil recopilar información comparable entre países.

En la actualidad, no existe un análisis para las pérdidas en demanda máxima, lo que ha generado condiciones de operación ineficientes en los sistemas eléctricos de medio voltaje y ha provocado que los voltajes sobrepasen los límites permitidos.

La distribución de energía eléctrica presenta nuevos desafíos referentes a la calidad y eficiencia energética en las nuevas redes eléctricas debido al crecimiento progresivo de la demanda por parte de los usuarios finales lo cual obliga al sistema de distribución a tener redes de mayor capacidad y robustez. (Tejeda Timaná, 2020).



2.2 Bases teóricas

2.2.1. Sistemas de distribución

Los sistemas de distribución de energía eléctrica consisten en una serie de componentes que transportan la energía desde una subestación de distribución hasta el medidor en las instalaciones del consumidor [1]. Sin embargo, para llegar a esta etapa, atraviesa por procesos de generación, transmisión y subtransmisión [2], como se observa en la Figura 1.

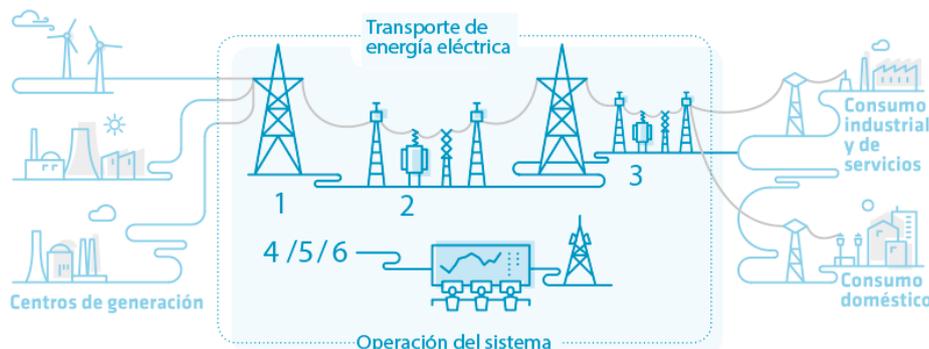


Figura 1. Red Eléctrica [3].

Quispe [2] afirma que el sistema de distribución es importante porque debido a la ramificación del sistema, el kilometraje de las líneas de distribución, el número de subestaciones y transformadores de distribución, las pérdidas de energía eléctrica son mucho mayores en comparación con las etapas de generación y transmisión.

Dado que el sistema de distribución es el lazo a través del cual el consumidor individual extrae energía eléctrica del sistema de potencia, el diseño adecuado del sistema de este es



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



crucial para garantizar la confiabilidad y el mantenimiento del suministro eléctrico en la comunidad [4]. La elección del voltaje depende del tipo de carga, puede ser residencial, comercial o industrial [4]. Seguidamente se presentan las partes de un sistema de distribución.

1.2.1.1. Alimentadores primarios

El alimentador primario es el encargado de transportar la carga eléctrica desde la subestación a un voltaje superior al de utilización, hasta el punto donde se reduce al valor que el consumidor utiliza la energía, es decir, hasta los transformadores de distribución [1].

1.2.1.2. Transformadores de distribución

Estos dispositivos tienen como objetivo reducir el voltaje de los alimentadores de la distribución eléctrica primaria a niveles adecuados para el uso seguro y eficiente en hogares, comercios e industrias [5], asegurando un servicio eléctrico de calidad para los usuarios finales.

1.2.1.3. Alimentadores secundarios

Los alimentadores secundarios llevan la energía eléctrica desde los transformadores de distribución hasta el medidor del consumidor [1]. Operan en configuraciones monofásicas o trifásicas dependiendo del tipo de carga. Las zonas rurales y residenciales suelen tener cargas monofásicas, mientras que las zonas industriales y comerciales suelen tener cargas trifásicas [6].



1.2.1.4. Acometidas

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (2020), señala que “Es la conexión física entre la red eléctrica de propiedad de la distribuidora y la instalación eléctrica de propiedad del consumidor.” [7, p. 6]. Están diseñadas y configuradas para recibir la energía eléctrica de bajo voltaje suministrado por el transformador de distribución en su secundario y ser responsables de transportarla y distribuirla a todos los usuarios que requieran su suministro eléctrico [8], o por medio voltaje, dependiendo de la carga requerida [9].

1.2.1.5. Equipos de medición o contadores de energía

Los contadores de energía son dispositivos conectados a las viviendas de los consumidores que miden y registran en tiempo real la cantidad de energía consumida. Estos datos son utilizados por las empresas distribuidoras para facturar el consumo de energía de los usuarios [5].

1.2.1.6. Alumbrado público

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (2020), menciona que, el sistema de alumbrado público incluye la iluminación de vías públicas y de instalaciones deportivas públicas en zonas urbanas y rurales. Sin embargo, la iluminación de las áreas comunes en propiedades horizontales, así como la iluminación pública ornamental e intervenida, no están incluidas.

1.2.2. Pérdidas de energía eléctrica

Las pérdidas eléctricas hacen referencia a aquella energía que no se puede facturar o cuantificar directamente [10], ocurren debido a una variedad de fenómenos influenciados



por los parámetros de las redes y subestaciones, así como las características de los materiales y equipamiento [11].

2.2.2.1. Causas que originan las pérdidas de energía eléctrica

Es importante tener en cuenta que la mayoría de las pérdidas en los sistemas eléctricos de distribución se producen en las redes eléctricas de baja tensión [12], pueden ser originadas por múltiples factores que se mencionarán a continuación.

2.2.2.1.1. Efecto Joule

Las pérdidas por efecto Joule se producen cuando la corriente eléctrica encuentra dificultad al momento de circular por un conductor, esto depende de cada material a lo que se conoce como resistencia eléctrica [9], este fenómeno está presente en todos los conductores cuando hay flujo de electricidad.

Las pérdidas de este tipo se generan principalmente debido al movimiento desordenado de los electrones en un cable, lo cual provoca colisiones continuas entre ellos [13]. Esto produce un calentamiento en el conductor lo que origina las pérdidas potencia, y a su vez pérdidas de energía eléctrica [9].

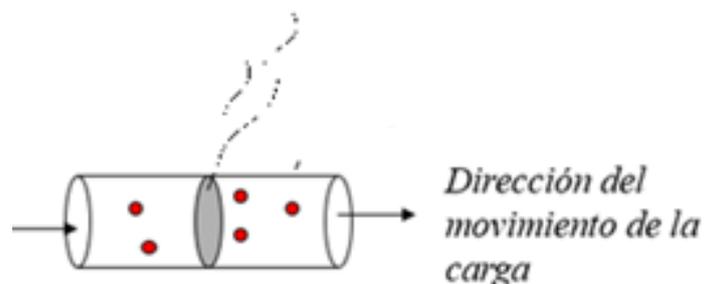


Figura 2. Flujo de corriente eléctrica. (Autoría)



En la Figura 2 se muestra la circulación de la corriente eléctrica en un conductor en donde se genera calentamiento por parte de las colisiones de los electrones.

Utilizando la ley de Joule, es posible calcular la energía térmica liberada por una resistencia eléctrica que comúnmente tienen los elementos y equipos eléctricos tales como: conductores, transformadores, reconectores, reguladores de voltaje entre otros. La cantidad de calor depende de la corriente eléctrica que fluye a través de ella y del tiempo que permanece conectada [11].

Las pérdidas por efecto Joule se manifiestan en el calentamiento de equipos tales como los transformadores de distribución, lo que provoca el disparo sin causa aparente de los dispositivos de protección térmicos [9].

2.2.2.1.3. Pérdidas por Histéresis

Las pérdidas por histéresis son ocasionadas por la corriente que se utiliza para magnetizar el núcleo de los transformadores. Estas pérdidas son exclusivas de la magnetización del núcleo y no tienen ninguna utilidad práctica adicional, lo que las convierte en una forma de disipación de energía indeseable [11].

Estas pérdidas de energía se producen generalmente en los transformadores y están influenciadas por la durabilidad de los componentes utilizados en su construcción, como los materiales conductores (cobre), los núcleos magnéticos (hierro) y los materiales aislantes [16], en donde se consideran que las pérdidas en el cobre son variables y las pérdidas en el hierro constantes [11].



En el hierro, los campos magnéticos de los átomos tienden a ser alineados fuertemente entre sí. Dentro del material, se forman dominios, que son pequeñas regiones en las cuales los átomos se alinean con sus campos magnéticos orientados en la misma dirección. Como resultado, cada dominio funciona como un imán permanente a escala microscópica dentro del material [17]. En la Figura 3 se ilustra un ejemplo de cómo se organizan los dominios en un fragmento de hierro.

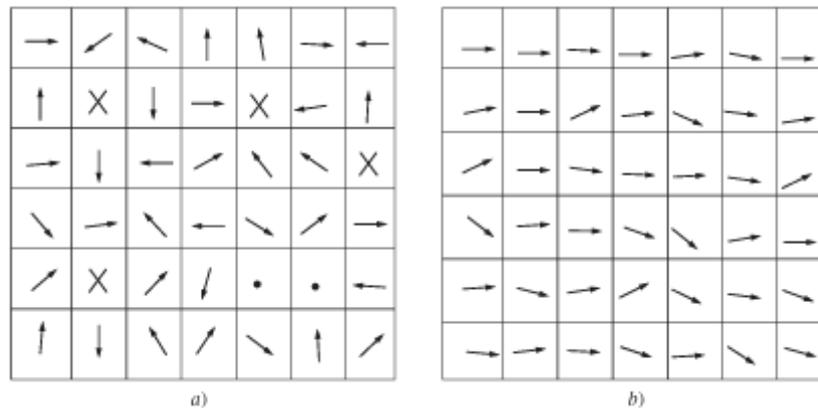


Figura 3. a) Dominios magnéticos orientados al azar. b) Dominios magnéticos alineados en presencia de un campo magnético externo [17].

Al aplicar un campo magnético externo en un fragmento de hierro, los dominios alineados en la misma dirección que el campo se desarrollan a expensas de los dominios alineados en otras direcciones. Esto ocurre ya que los átomos cercanos cambian su orientación físicamente en respuesta al campo magnético aplicado. Una vez que los dominios se orientan en la misma dirección, algunos de ellos conservarán esa disposición hasta que reciban un suministro externo de energía para alterar su orientación. [17].



Las pérdidas asociadas a la histéresis en el núcleo de hierro representan la energía requerida para reorientar los dominios magnéticos durante cada ciclo de corriente alterna aplicada al núcleo. Se puede deducir que el área dentro de la curva de histéresis, formada al aplicar corriente alterna, es directamente proporcional a la energía disipada durante un ciclo específico. Si las variaciones de la fuerza magnetomotriz aplicada al núcleo son mínimas, el área de la curva será reducida y, por tanto, las pérdidas resultantes serán menores [17]. La Figura 4 muestra esta situación.

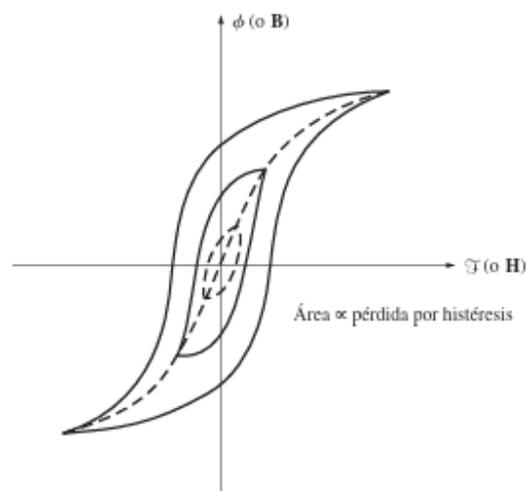


Figura 4. Efecto del tamaño de las variaciones de la fuerza magnetomotriz en la magnitud de las pérdidas por histéresis [17].

Las pérdidas en el cobre son causadas por la resistencia en las bobinas primarias y secundarias del transformador y son proporcionales al cuadrado de la corriente que pasa por ellas [18].

Una forma de disminuir los ciclos de histéresis es emplear materiales magnéticos de baja coercitividad. Estos materiales se desmagnetizan fácilmente una vez que alcanzan la



saturación y se elimina el campo magnético aplicado. Como resultado, se obtiene una curva de histéresis estrecha con bajos niveles de pérdidas de energía por ciclo [19].

1.2.3. Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica

En el ámbito de la distribución eléctrica, las pérdidas de energía se refieren a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida por el sistema [9].

Considerando la premisa anterior, se comprende que, incluso cuando el sistema eléctrico está funcionando de manera normal, ocurren pérdidas de energía [13], mismas que se clasifican en pérdidas técnicas y no técnicas (Pinedo, 2018) como se observa en la Figura 5.

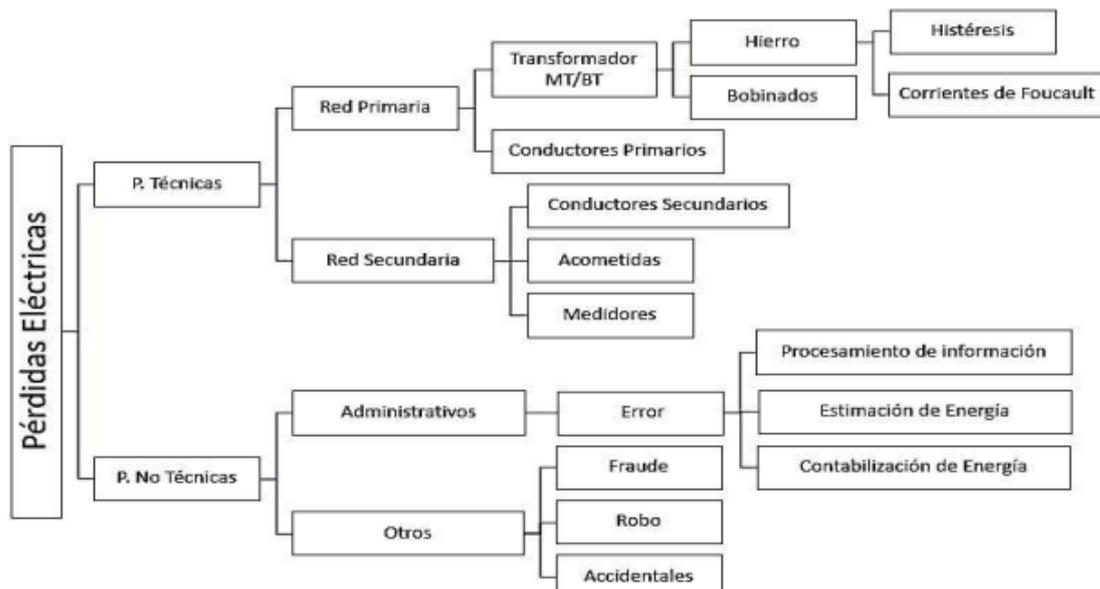


Figura 5. Clasificación Pérdidas Eléctricas Técnicas y No Técnicas [2].

Por lo tanto, las pérdidas de energía eléctrica se tratan de la energía que se pierde durante el transporte o transformación debido a factores inherentes al proceso, junto con la energía



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



que no se registra o se registra incorrectamente por parte de la empresa responsable de suministrarla [20].

1.2.3.1. Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas de energía son aquellas que se disipan y no pueden ser aprovechadas. Estas pérdidas están relacionadas con la resistencia de los conductores eléctricos y la corriente que fluye a través de ellos y con el proceso de distribución de energía eléctrica que no se factura [18]. Este tipo de pérdidas pueden ser reducidas, pero no se pueden eliminar totalmente [2].

Estimar este tipo de pérdidas puede ser complicado ya que requiere una gran cantidad de información sobre las redes y las cargas que no siempre está disponible en las empresas distribuidoras. La mejor estrategia para reducir las pérdidas técnicas es planificar y expandir adecuadamente los sistemas eléctricos para minimizar los costos [9].

1.2.3.2. Pérdidas no técnicas

Están relacionadas principalmente con la ineficiencia de los sistemas de medición, control, facturación y recaudación. Las pérdidas no técnicas son aquellas que surgen de la utilización ilegal de energía, lo que resulta en pérdidas financieras para la empresa distribuidora. Estas pérdidas se las obtiene restando las pérdidas técnicas de las pérdidas totales [18]. A diferencia de las pérdidas técnicas, estas pueden ser evitadas.

1.2.4. Causas de las pérdidas técnicas en los componentes del alimentador

Las causas de las pérdidas técnicas en cada componente se detallan a continuación.



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



1.2.4.1. Pérdidas en acometidas

Las pérdidas en las acometidas son causadas por el efecto físico en los conductores que transportan la energía desde el poste de la red secundaria hasta el medidor de cada cliente o consumidor final. Además, hay otros factores que pueden aumentar las pérdidas, como la distorsión armónica, el desbalance de carga entre las fases de los conductores, las conexiones en los puntos de empalme y otros factores que afectan el resultado final de las pérdidas de energía según el nivel de tensión [18].

1.2.4.2. Pérdidas en medidores o contadores de energía

Las pérdidas en los medidores electromecánicos de energía eléctrica de los usuarios finales son un problema que surge en forma de disipación térmica y, desafortunadamente, no son registradas por estos dispositivos. Este fenómeno conlleva consecuencias significativas, ya que impide tener un registro preciso de la energía consumida por los usuarios finales, generalmente las pérdidas que se generan en estos dispositivos se consiguen en sus catálogos, lo que permite establecer un valor aproximado de sus pérdidas. [18].

1.2.4.3. Pérdidas en el alumbrado público

Los resultados de Quispe (2020), en su obra de Trabajo de Grado indica que:

Las pérdidas en alumbrado público se refieren a aquellas pérdidas de energía que no pueden ser cuantificadas por un error en la estimación de consumo de energía por alumbrado público. La metodología asume este valor dentro de las pérdidas no técnicas [2, p. 84].



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



Estas pérdidas se originan principalmente por los balastos de las luminarias, en donde interviene el Efecto Joule, que ocurre cuando la corriente eléctrica fluye a través de la bobina del balasto. El tamaño de las bobinas está directamente relacionado con la potencia del balasto, lo que significa que cuanto más grande sea la bobina, mayores serán las pérdidas [21]

1.2.5. Causas de las pérdidas no técnicas

Estas pérdidas se pueden originar por varias causas que son:

1.2.5.1. Pérdidas no técnicas por administración

Estas pérdidas se deben a la falta de registro de la energía por problemas en la gestión de la empresa, que pueden ser: fallas en la medición de los consumos, información inadecuada que causa errores y retrasos en la facturación y equivocaciones en el proceso de lectura de los medidores [22]. En algunos de los casos, es por la empresa de distribución eléctrica que no hace mantenimiento a estos equipos o cambio de aquellos que han cumplido su tiempo de vida útil lo que provoca que se tenga medidores defectuosos y aquellos que no han tenido la oportunidad de reemplazarlos debido a la falta de repuestos, personal o indisponibilidad de vehículos [11].

1.2.5.2. Pérdidas no técnicas por hurto o robo

Las pérdidas por hurto o robo son aquellas que ocurren cuando se utiliza energía de manera ilegal, como por ejemplo la utilización de conexiones clandestinas o instalaciones provisionales no autorizadas o a su vez conectan dispositivos eléctricos directamente de la red sin autorización. Esto resulta en pérdidas de energía para la empresa distribuidora,



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



ya que no se registra este consumo y consecuentemente no se recibe el pago por el uso de la esta energía eléctrica. [18].

1.2.5.3. Pérdidas no técnicas por fraude

Este tipo de pérdidas se deben a las manipulaciones fraudulentas realizadas por los usuarios en los medidores de energía. Estas manipulaciones pueden ser internas o externas, con el objetivo de registrar consumos de energía menores a los reales, incluso si el usuario cuenta con una conexión formal. Esto causa pérdidas significativas para la empresa distribuidora, debido a que recibe un pago inferior al consumo real. Estas pérdidas son difíciles de detectar, ya que los usuarios pueden modificar los medidores para ocultar los fraudes [18].

Otros tipos de fraudes de acuerdo con Toykin (2020) son:

- Derivaciones en las acometidas conocidos como Bypass.
- Conexiones ilegales y directas.
- Alteración de los medidores (mecánica y eléctricamente).

1.2.5.4. Pérdidas no técnicas por fugas a tierra

Las pérdidas no técnicas por fugas a tierra son una consecuencia indeseable, se originan cuando el flujo de corriente eléctrica se escapa hacia el suelo debido a diferentes factores. Uno de los casos más comunes es cuando los conductores desnudos entran en contacto con ramas de árboles, lo que puede provocar un desvío no deseado de la corriente y un gasto innecesario de energía [18].



1.2.6. Impacto de las pérdidas de energía

Toykin (2020), menciona que “Las pérdidas en un sistema eléctrico se producen en todo instante de tiempo” [13, p. 44], y, la falta de implementación de un control eficiente de las pérdidas eléctricas tiene un impacto inmediato y negativo en las empresas concesionarias de distribución. Esta problemática afecta tanto desde un punto de vista socioeconómico, comprometiendo las inversiones futuras y afectando la racionalización del uso de la energía, como desde una perspectiva operativa. En consecuencia, la ausencia de inversión en las áreas de distribución y comercialización de la electricidad conlleva a una disminución en la calidad del servicio ofrecido al usuario, al mismo tiempo que se producen incrementos en las pérdidas tanto técnicas como no técnicas de energía eléctrica, lo cual agrava la situación aún más. Además del aspecto financiero, las pérdidas eléctricas también tienen un impacto en la calidad del suministro de energía. [23].

Existen diversos tipos de impactos asociados a las pérdidas de energía eléctrica, entre ellos se encuentran:

1.2.6.1. Impacto en la administración técnica-económica

Estas pérdidas constituyen una disminución indeseable en la cantidad de energía disponible para su comercialización y, como resultado, generan una reducción directa en los ingresos percibidos por la empresa, generando un impacto negativo en su rentabilidad y sostenibilidad económica [23].

1.2.6.2. Impacto en la seguridad social

La situación de desempleos provoca que los usuarios adopten comportamientos inapropiados con el fin de evitar el pago de las facturas emitidas por la empresa eléctrica



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



por el consumo de energía. Estos actos indebidos implican la manipulación de las redes de distribución, los sistemas de medición y las conexiones de electricidad, los cuales a menudo se encuentran en lugares públicos con una seguridad deficiente [23].

1.2.6.3. Impacto en lo ético y moral

El compromiso ilegal de energía eléctrica a través de conexiones directas no autorizadas y la manipulación de los sistemas de medición con el objetivo de evitar la adecuada contabilización del consumo real, se lleva a cabo de manera indiscriminada y con una alta impunidad. Estas prácticas ilícitas ocasionan consecuencias negativas en la economía de la empresa, y constituyen una grave falta ética y moral en la sociedad [23].

Las pérdidas técnicas representan una disminución real de energía desde una perspectiva física; es energía que no se puede utilizar de ninguna manera y cualquier medida que permita reducirla es beneficiosa para la empresa. Por otro lado, las pérdidas no técnicas representan energía que se utiliza para algún propósito, pero por la cual la empresa no recibe ningún pago. Esto no es conveniente para las finanzas de la empresa, ya que puede generar daños como consecuencia [11].

Todas las circunstancias previamente expuestas resultan en la necesidad de pagar cantidades superiores por el transporte de energía, al mismo tiempo que se afecta la duración de los componentes eléctricos, lo cual implica la necesidad de invertir más recursos en reemplazar la infraestructura eléctrica [23].



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



El control y la reducción de las pérdidas de energía también pueden generar ahorros en los combustibles utilizados para generar energía, lo que ayuda a reducir la presión sobre la balanza de pagos de los países importadores de petróleo [13].

En la actualidad, las empresas distribuidoras están en busca de herramientas tecnológicas que les brinden la capacidad de procesar la información. Además, buscan convertir esta información en su principal factor clave para mejorar su productividad y rendimiento. El objetivo es transformar grandes cantidades de datos en decisiones que generen conocimientos y agreguen valor a la empresa [24].



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

La metodología y los materiales utilizados para determinar el porcentaje de pérdidas que se presentan en cada una de las etapas funcionales, todo esto detallado a continuación en este capítulo.

3.1. Metodología

El Cálculo integral de pérdidas de energía en el alimentador San Agustín No.4 para la determinación de porcentajes por etapa funcional se ejecutó a través de varias investigaciones. Una de estas fue el análisis de causa y efecto, donde se describieron las causas y el impacto de las pérdidas de energía en los componentes de los sistemas eléctricos de distribución. Otra de las metodologías que se utilizó es la documental, en la cual se recolectó información de la red primaria y los transformadores de distribución del Alimentador San Agustín N°4 mediante el uso de la interfaz ArcGis y posteriormente se migró al programa computacional CYME para las redes de baja tensión. Además, se empleó una metodología de campo, que involucró visitas técnicas para obtener información sobre las redes secundarias, las acometidas y los medidores. Posteriormente, se aplicó una metodología de simulación de procesos, donde se modelaron manualmente cada una de las etapas funcionales con la ayuda de programas computacionales proporcionados por la empresa, con el fin de obtener el resumen sumario de pérdidas de energía. Finalmente, se utilizó la metodología cuantitativa para el cálculo de pérdidas de energía por etapa funcional. Estos métodos incluyen el Factor de Pérdidas en función del



Factor de Carga, el Método de Olade (Ing. Mentor Poveda) y el Método de Ing. Samuel Castaño. De acuerdo a los resultados, la energía total de pérdidas se obtiene por la diferencia entre la energía requerida por el alimentador menos la energía facturada a clientes regulados; las pérdidas de potencia a demanda máxima se las obtiene mediante la corrida de flujos utilizando los programas especializados de modelación de redes eléctricas y, utilizando las metodologías indicadas se obtienen la energía de pérdidas técnicas por etapa funcional en el sistema eléctrico de EmelNorte; las pérdidas no técnicas se las obtiene por la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas calculadas.

3.2. Diseño de la investigación Materiales, equipos y software

Los materiales tomados en cuenta para el desarrollo del presente trabajo de grado son ecuaciones para el cálculo, programas computacionales, herramientas proporcionadas por la empresa que facilitaron el proceso una manera eficaz y rápida, mismos que se detallan en la Tabla 1 que se presenta a continuación.

Tabla 1.

Materiales, equipos y software a emplear en la investigación.

Materiales de campo	Equipos	Software
Pértiga	DETECTOR DE FASES SPI-III	CYMDIST
		CYME
		Field maps
		Excel



3.3. Descripción del alimentador

El alimentador San Agustín N°4, forma parte de la subestación del mismo nombre de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., es energizado desde la subestación Ibarra. Este alimentador está ubicado en la provincia de Imbabura, específicamente en la ciudad de Ibarra, en la intersección de la avenida Ricardo Sánchez y Eugenio Espejo, como se muestra en la Figura 6.

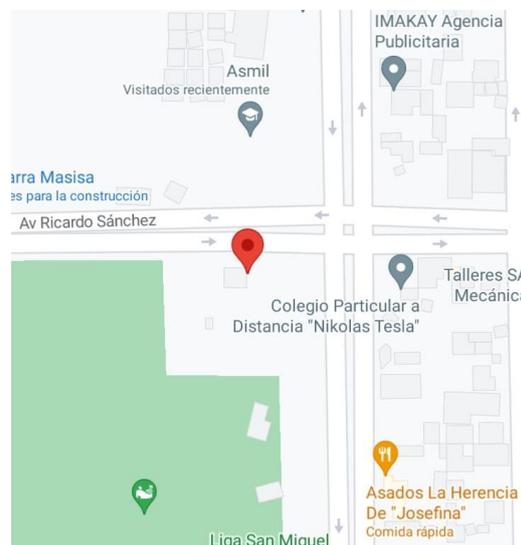


Figura 6. Ubicación de la subestación San Agustín en Google Maps.

En el diagrama unifilar de la Figura 7 se muestra la subestación San Agustín, la misma que opera a un nivel de voltaje de 69/13,8 kV y tiene una potencia nominal de 10 MVA. Además, se muestra el alimentador San Agustín No.4 y un banco de capacitores de 1,2 MVar.

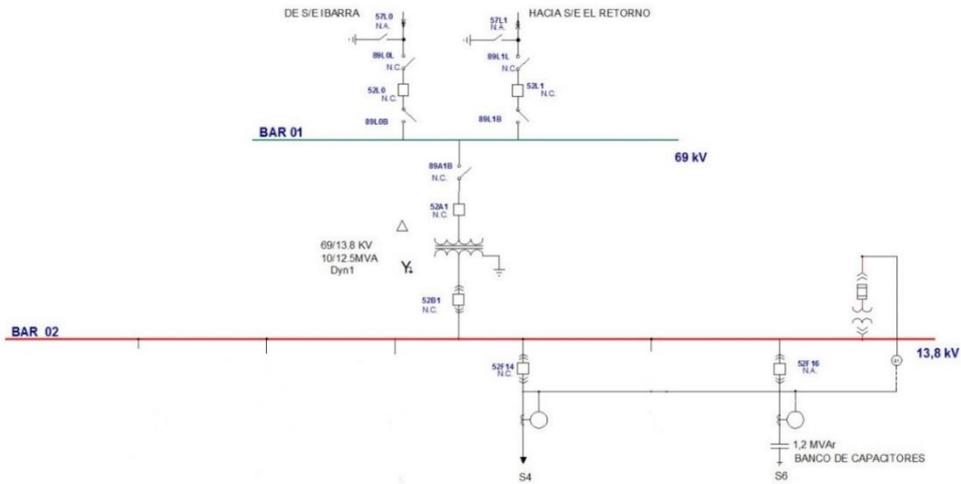


Figura 7. Diagrama unifilar de la subestación San Agustín, alimentador N°4.

La zona de servicio del alimentador N°4 en el sistema de distribución cuenta con la topografía mostrada en la Figura 8, en donde muestra que cubre a sectores importantes como Av. Teodoro Gomez de la Torre desde la Av. Eugenio Espejo hasta la Heleodoro Ayala, la Av. Heleodoro Ayala, Av. Mariano Acosta, desde la Av. Fray Vacas Galindo hasta la Luis Felipe Borja, el sector Imbauto. Terminal Terrestre, SECAP, Hotel Ajaví, Supermaxi, Clínica Ibarra, Urbanizaciones Pilanquí del IESS, Ciudadela Jardín, Clínica Moderna, Colegio Ibarra.



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

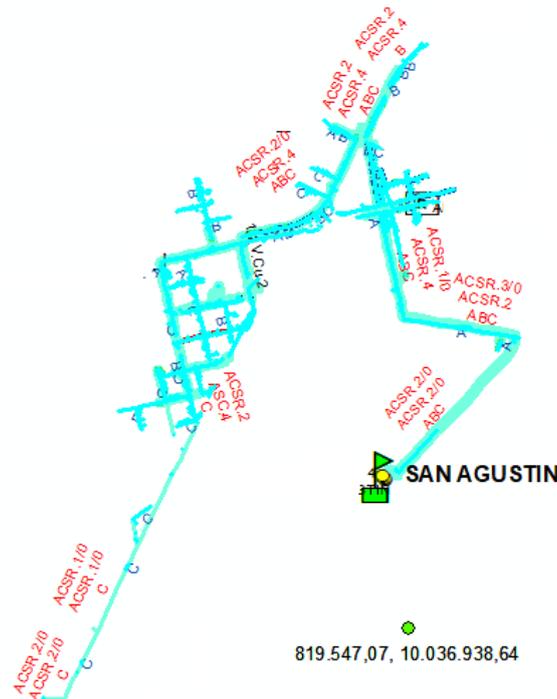


Figura 8. Topografía del Alimentador San Agustín N°4.

Este alimentador tiene una longitud de 8,04 km y una demanda máxima de 1,26 MW. Está compuesto por 92 transformadores de distribución; de estos, 53 son transformadores monofásicos y 39 son transformadores trifásicos. Los transformadores monofásicos en total tienen una capacidad de 1,39 MVA, mientras que los transformadores trifásicos tienen una capacidad de 3,47 MVA. Además, cuenta con 973 usuarios y 587 luminarias de alumbrado público.

3.4. Especificaciones técnicas del alimentador

La empresa suministró la información sobre las especificaciones de los componentes del alimentador San Agustín N°4.



La Tabla 2 presenta información detallada de la cantidad de medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos, la cantidad de transformadores y su potencia en los sistemas monofásicos y trifásicos, y las longitudes de los ramales en redes primarias y secundarias.

Tabla 2.

Especificaciones del Alimentador San Agustín N° 4 [2].

	MEDIDORES CANTIDAD	LONGITUD RAMAL EN REDES SECUNDARIAS (km)	LONGITUD RAMAL EN REDES PRIMARIAS (km)	TRANSFORMADORES CANTIDAD	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	4,86

En la Tabla 3 se evidencia el número de acometidas aéreas, subterráneas y el número de luminarias pertenecientes al alimentador San Agustín N°4.

Tabla 3.

Número de acometidas aéreas, subterráneas y luminarias pertenecientes al alimentador San Agustín N°4 [2].

No. de acometidas aéreas	No. de acometidas subterráneas	No. de luminarias
433	40	587

3.5. Cálculo de Pérdidas de Energía

Se aplicaron tres metodologías en el proceso de cálculo, las cuales se detallan a continuación:



2.5.1. Método de Olade (Ing. Mentor Poveda)

El método del Ing. Mentor Poveda se basa en el cálculo de pérdidas de energía de cada subsistema eléctrico, específicamente las pérdidas resistivas, mismas que son despreciadas en el método tradicional. Las pérdidas resistivas son calculadas a partir de la relación cuadrática de la demanda de un intervalo y la demanda máxima, esto es aplicado en los alimentadores primarios, transformadores de distribución (devanados y núcleo), redes secundarias, acometidas y Alumbrado Público [24]. A continuación, se describe cada subsistema.

2.5.1.1. Pérdidas de energía en alimentadores primarios

El punto de partida fue el cálculo de pérdidas en potencia a la hora de la demanda máxima del alimentador en cada uno de los componentes, ya que cada uno tiene sus distintas particularidades, mediante la modelación del alimentador, para lo cual se necesita información del registro anual de curva de carga, las longitudes por sección, el calibre y tipo de conductor, el espaciamiento y la ubicación de los conductores, la capacidad de los transformadores de distribución y los kWh facturados por transformador, y posteriormente se obtuvo las pérdidas de energía [3].

A través del flujo de carga, a la hora de su demanda máxima en la modelación se obtuvo las pérdidas de potencia en función de la demanda en cada intervalo a demanda máxima [3].

La fórmula utilizada para el cálculo de pérdidas en potencia en cada intervalo es la siguiente:



$$Perd_{poten-i} = \left(\frac{P_i * fp_{m\acute{a}x}}{D_{pm\acute{a}x} * fp_i} \right)^2 * P_{perd-m\acute{a}x} \quad [1]$$

Donde:

$Perd_{poten-i}$: Pérdidas de potencia en cada intervalo

P_i : Demanda de potencia en el intervalo i

$D_{pm\acute{a}x}$: Demanda de potencia máxima del alimentador

$fp_{m\acute{a}x}$: Factor de potencia en demanda máxima

fp_i : Factor de potencia del intervalo i

$P_{perd-m\acute{a}x}$: Potencia de pérdidas en la demanda máxima

Cabe recalcar que esta relación es utilizada para líneas de subtransmisión, líneas de primarios, pérdidas resistivas en transformadores, líneas de secundarios, acometidas y alumbrado público.

La suma de las demandas en el período considerado, multiplicado por la duración del intervalo de demanda, posibilita el cálculo de las pérdidas de energía, con la siguiente ecuación [3]:

$$Perd_{t-energ\acute{a}} = \Delta t * \sum_{i=0}^{i=n} Perd_{pot-Di} \quad [2]$$

Donde:

$Perd_{t-energ\acute{a}}$ Pérdidas totales de la energía

Δt : Intervalo de demanda (duración)

$Perd_{pot-Di}$: Pérdidas de potencia en el intervalo i

2.5.1.2. Pérdidas de energía en transformadores de distribución

Para el cálculo de las pérdidas de vacío y a plena carga es necesario conocer el registro de curva de las demandas mensuales. [4].



Las pruebas en vacío proporcionan información de las pérdidas en el núcleo, a voltaje nominal, y, las pruebas de cortocircuito proporcionan el valor de la impedancia para el cálculo las pérdidas resistivas, a corriente de plena carga [4].

El transformador posee pérdidas resistivas como resultado de la circulación de corriente de carga en los devanados y pérdidas en el núcleo por del fenómeno de la histéresis y por las corrientes de Foucault que, se procuran reducir con el laminado de material. La mayor cantidad de pérdidas se producen en el núcleo debido a la calidad de los materiales que se utilice, el espesor del laminado (reduce las pérdidas de Foucault) y el núcleo ferromagnético [4].

Las pérdidas del núcleo no dependen de la carga, estas son constantes por lo que, para su cálculo se multiplican las pérdidas en vacío a demanda máxima por el número de horas en el mes mediante la siguiente ecuación [4]:

$$Perd_{energía-núcleo} = Perd_{potencia-núcleo-dmax} * N^{\circ}días * 24 \quad [3]$$

Donde:

$Perd_{energía-núcleo}$: Pérdidas de energía en el núcleo

$Perd_{potencia-núcleo-dmax}$: Pérdidas potencia en el núcleo en demanda máxima

$N^{\circ}días$: Cantidad de días del mes correspondiente

Para el caso de las pérdidas resistivas de potencia y energía se utiliza la ecuación [1] y [2] respectivamente [4].



2.5.1.3. Pérdidas de energía en redes secundarias

Para los alimentadores secundarios se inicia con el cálculo de las pérdidas resistivas de potencia a demanda máxima a partir de la simulación digital. Para ello se requiere conocer el tipo y tamaño de conductores, las longitudes de las secciones, la ubicación de los consumidores, kWh facturados de cada consumidor, kWh totales en cada poste y el espaciamiento de los conductores [5].

Al igual que en los alimentadores primarios se utilizó la ecuación [1] para calcular las pérdidas de potencia en cada intervalo, y la ecuación [2] para calcular las pérdidas de energía [5].

2.5.1.4. Pérdidas de energía en acometidas

Para el cálculo de pérdidas de energía en acometidas se requiere de las pérdidas en potencia a demanda máxima individual, por lo que es importante conocer los calibres de los conductores, las fases, tipos de servicios, longitudes, demanda máxima individual y demanda máxima coincidente por grupo. Se debe tener en cuenta el tipo de servicio, ya sea trifásico, bifásico o monofásico [6].

De igual manera, para las pérdidas de potencia en cada intervalo utilizamos la ecuación [1] y para las pérdidas de energía la ecuación [2] [6].

Los factores de pérdida son el resultado de las curvas de carga de los bajos factores de carga [6].



2.5.1.5. Pérdidas de energía en medidores de energía

Para los medidores de energía se debe tener en cuenta las pérdidas de bobina de voltaje, que se considera constante, ya que no dependen de la carga. También es necesario tener en cuenta las pérdidas por bobina de corriente a demanda máxima y la relación cuadrática respecto a la pérdida a corriente nominal, que se muestra despreciable en residenciales. Finalmente, los valores promedio o típicos para el sistema [6].

Las pérdidas en la bobina de voltaje se calculan de manera análoga a las pérdidas en el núcleo de los transformadores de distribución con la siguiente ecuación [6]:

$$Perd_{energía-bv} = Perd_{potencia-pcarga_{bv}} * N^{\circ}días * 24 \quad [4]$$

Donde:

$Perd_{energía-bv}$: Pérdidas de energía en la bobina de voltaje

$Perd_{potencia-pcarga_{bv}}$: Pérdidas de potencia en la bobina de voltaje a plena carga

$N^{\circ}días$: Cantidad de días del mes correspondiente

Las pérdidas en la bobina de corriente se calculan utilizando la siguiente ecuación:

$$Perd_{energía-bc} = \left(\frac{I_{dem-máx}}{I_{nom}}\right)^2 * Perd_{potencia-pcarga_{bc}} * N^{\circ}días * 24 \quad [5]$$

Donde:

$Perd_{energía-bc}$: Pérdidas de energía en la bobina de corriente

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

I_{nom} : Corriente nominal

$Perd_{potencia-pcarga_{bc}}$: Pérdidas de potencia a plena carga bobina de corriente

$N^{\circ}días$: Número de días del mes correspondiente



2.5.1.6. Pérdidas de energía en Alumbrado Público

Las pérdidas de energía en el cable de Alumbrado Público fueron calculadas a partir de la potencia máxima del reporte de líneas y cables, esto multiplicado por el factor de utilización, por la cantidad de días y las horas, la ecuación se muestra a continuación.

$$Perd_{energía-alumpubli} = Perd_{potencia-dmax_{atumbpubli}} * futi * N^{\circ}días * 24 \quad [6]$$

Donde:

$Perd_{energía-alumpubli}$: Pérdidas de energía en alumbrado público

$Perd_{potencia-dmax_{atumbpubli}}$: Pérdidas de potencia a demanda máxima

$futi$: Factor de utilización

$N^{\circ}días$: Número de días del mes correspondiente

2.5.2. Método de Samuel Castaño.

Para estimar las pérdidas de potencia y energía, por este método es necesario calcular el factor de pérdidas como función de la demanda en cada intervalo elevada al cuadrado, por la duración del intervalo de demanda sobre la demanda máxima al cuadrado y esta multiplicada por el período, este enfoque posibilita el cálculo de pérdidas resistivas. El

Factor de pérdidas es calculado a partir de la ecuación [7] [29]:

$$Fpérd = \frac{\sum Di^2 * h}{Dmáx^2 * T} \quad [7]$$

En donde:

$Fpérd$ = Factor de Pérdidas

$\sum Di^2 * h$ = Sumatoria de demandas individuales elevadas al cuadrado por h

h = Intervalo de demanda (Intervalo de tiempo de integración)

$Dmáx$ = Demanda Máxima



$T =$ Período

Para el cálculo de pérdidas de energía se multiplica el factor de pérdidas por el período y por la potencia de pérdidas a demanda máxima de acuerdo a la ecuación es la siguiente:

$$E_{pérd} = F_{pérd} * T * P_{pérdDmáx} \quad [8]$$

Donde:

$E_{pérd} =$ Energía de pérdidas

$F_{pérd} =$ Factor de pérdidas

$P_{pérdDmáx} =$ Potencia de pérdidas en demanda máxima

$T =$ Período

2.5.3. Método de Factor de pérdidas en función del factor de Carga

Para este método, se define el Factor de Carga como la relación que se encuentra entre la media de la demanda y la demanda máxima. Este debe ser superior a cero y, a su vez, inferior o igual a la unidad. Se expresa a través de la siguiente ecuación:

$$F_c = \frac{D_{prom}}{D_{máx}} \quad [9]$$

Por otro lado, el Factor de pérdidas se manifiesta en términos de Factor de Carga; este se define como la relación entre las pérdidas medias y pérdidas máximas. Según la experiencia adquirida en EE. UU el Factor de pérdidas se resume en la ecuación 2.

$$F_{pérd} = 0,3F_c + 0,7F_c^2 \quad [10]$$

Una vez obtenido el factor de pérdidas se requiere un flujo de carga del alimentado del cual se obtiene la potencia de pérdidas a demanda máxima; con este valor y el número de



horas en el mes se obtiene las pérdidas mensuales de energía del alimentador con la ecuación [8].

Este método se lo puede ocupar para calcular las pérdidas de energía resistivas (conductores).

2.6. 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 etapa funcional, se llevaron a cabo una serie de pasos detallados a continuación.

2.7. Recopilación de datos

Se obtuvo la información de la base de datos del software ArcGIS mediante la colaboración de los técnicos en el área correspondiente en EMELNORTE. La información proporcionada fue de la cabecera del alimentador, así como también de la red de medio voltaje, los transformadores de distribución, red de bajo voltaje, acometidas, medidores y alumbrado público, en donde se pudo identificar el voltaje con el que trabaja, tipo de conductor, la estructura, secuencia de fases, número de usuarios, luminarias y número de transformadores monofásicos, bifásicos y trifásicos.

Esta información fue constatada mediante una visita técnica en campo, para lo cual, se hizo uso del sistema identificador de fases SPI-III y de los registros del sistema de medición en la cabecera del alimentador, en donde se observaron algunas discrepancias con la información proporcionada del ArcGIS. Sin embargo, estos errores fueron



reportados en el departamento de ArcGIS para que puedan ser corregidos de manera inmediata.

Posterior a esto, se realizó la modelación digital del alimentador, una corrida de flujo de carga y los registros del sistema de medición en la cabecera del alimentador para obtener las pérdidas de potencia a la hora de demanda máxima.

2.8. Modelación de la red de bajo voltaje

A continuación de la recopilación de datos de todo el alimentador, se procedió a la modelación de este en el software CYME para lo cual se utilizó los datos de la energía facturada, lectura de los medidores de energía, el tipo y calibre de conductor, las longitudes por sección, espaciamiento y ubicación georreferenciada de conductores, estructuras de soporte y la capacidad de transformadores de distribución.

La modelación de las redes de bajo voltaje inició con la modelación del transformador; para esto se elimina el transformador conectado inicialmente en la red de medio voltaje y se lo incorpora dentro de una vista imbricada; la red de bajo voltaje inicia en el lado secundario del transformador.

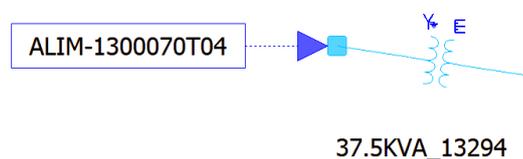


Figura 9. Modelación de un transformador conectado al Alimentador.

Luego, se colocó información correspondiente a la zona, las fases, el nombre y el número, como se muestran en las Figuras 10 y 11.



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

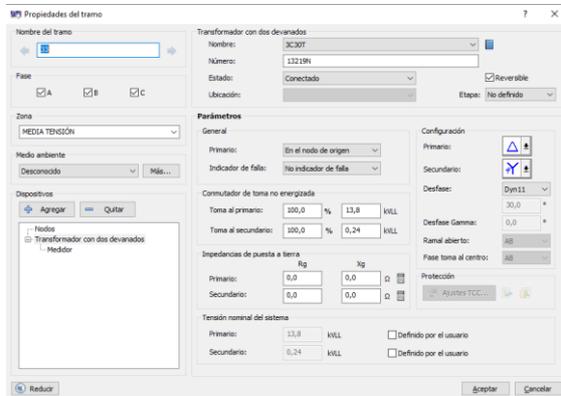


Figura 11. Datos técnicos de un transformador trifásico

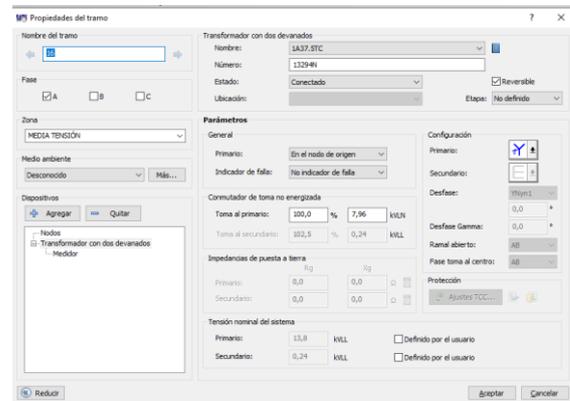


Figura 10. Datos técnicos de un transformador monofásico

Posteriormente se agregó la red secundaria; para esto se incluye un tramo, en cuya zona se seleccionó que sea de baja tensión, configuración por fase, el tipo de conductor y su espaciamiento, esto de acuerdo con la siguiente Figura.

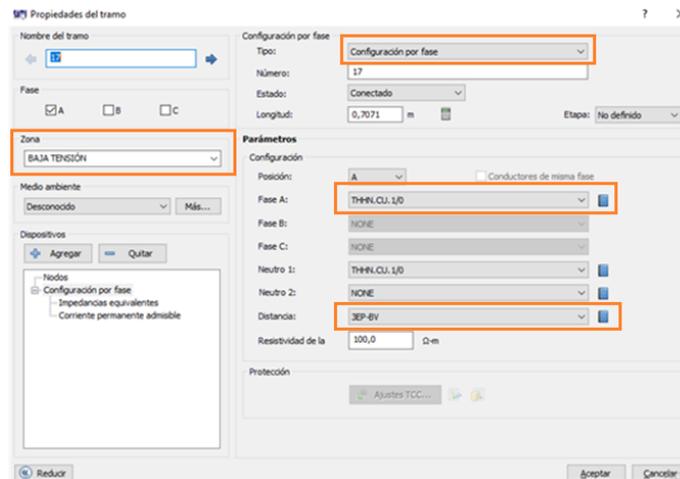


Figura 12. Datos técnicos de una red secundaria.

Para las acometidas, de la misma manera, se seleccionó el tramo en la zona de bajo voltaje, el cable, tipo, longitud y el nombre del conductor, presentado en la Figura 13; para diferenciar una red de bajo voltaje con una acometida, toda acometida se la modelo



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



como cable, es decir como un conductor aislado, lo que permite desagregar lo que es una red secundaria con una acometida.

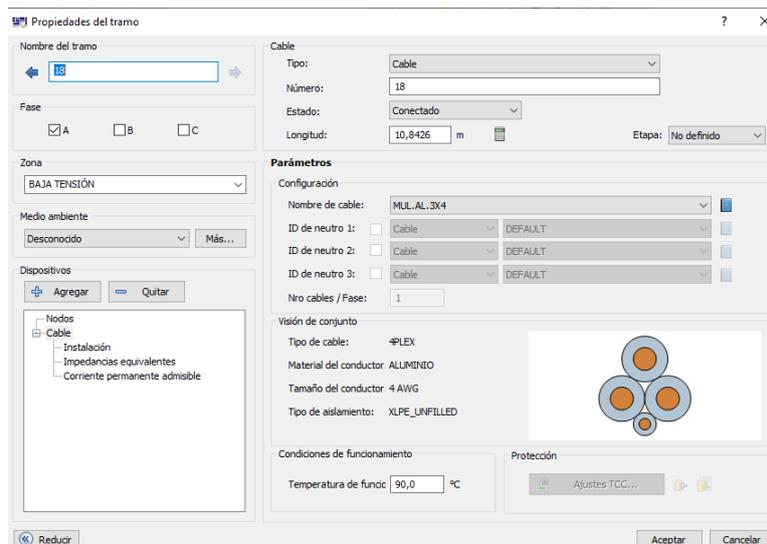


Figura 13. Datos técnicos para acometidas.

Luego se adicionan las cargas concentradas, que representan la potencia instalada en cada abonado, para lo cual se seleccionó el tramo en la zona de bajo voltaje, y el consumo, la potencia real, potencia reactiva, de cada carga concentrada se la obtiene con la distribución de carga realizada en el programa Cymdist de CYME Referirse 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



Propiedades del tramo

Nombre del tramo:

Fase: A B C

Zona: BAJA TENSIÓN

Medio ambiente: Desconocido Más...

Dispositivos:

Nodos: Carga concentrada por fase

Carga concentrada

Numero:

Estado: Conectado

Ubicación:

Etapas: No definido

Parámetros

Modelo de carga: DEFAULT

Tipo de cliente: 0

Año:

Conexión:

Prioridad Normal: NINGUNO

Emergencia: NINGUNO

Distribución de carga Estado: Desbloqueado

	A	B	C	Total	
Potencia real:	0,98	0,0	0,0	0,98	kW
Potencia reactiva:	0,22	0,0	0,0	0,22	kvar
Consumo:	477,67	0,0	0,0	477,67	kWh
Capacidad conectada:	0,0	0,0	0,0	0,0	kVA
Clientes:	0,0	0,0	0,0	0,0	

Formato: kW & kvar

Reducir Aceptar Cancelar

Figura 14. Datos técnicos para medidores.

Para los medidores, se tomarán en cuenta su marca y en función de su catálogo se calcularán las pérdidas de potencia y energía en esta etapa funcional considerando las ecuaciones que se encuentran en el capítulo IV.

El Alumbrado Público, de igual manera, se añadió como carga concentrada, con el tramo en la zona de bajo voltaje, adicional a eso, se incluyó la potencia real, el factor de potencia y su consumo; esto en formato kW&FP. Esto se observa en la Figura 15.



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



Propiedades del tramo

Nombre del tramo: 1674

Fase: A B C

Zona: BAJA TENSIÓN

Medio ambiente: Desconocido Más...

Dispositivos:

Carga concentrada

Número: 1674

Estado: Conectado

Ubicación: Etapa: No definido

Parámetros

Modelo de carga: DEFAULT

Tipo de cliente: 0

Año: 2023

Conexión:

Prioridad Normal: NINGUNO

Emergencia: NINGUNO

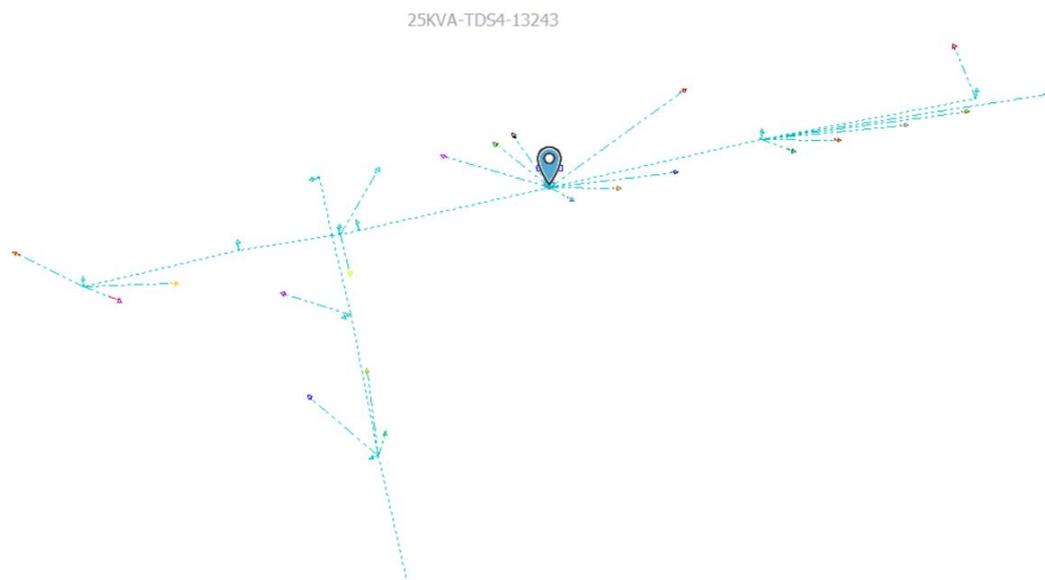
Distribución de carga Estado: Desbloqueo

	A1-A2	B1-B2	C1-C2	Total	
Potencia real:	0,0	0,0	0,28	0,28	kW
Factor de potencia:	100,0	100,0	99,6	99,6	%
Consumo:	0,0	0,0	60,48	60,48	kWh
Capacidad conectada:	0,0	0,0	0,0	0,0	kVA
Clientes:	0,0	0,0	0,0	0,0	
Conectado 1-N:	0,0	0,0	100,0		%
Conectado 2-N:	0,0	0,0	0,0		%

Formato: kW & FP

Figura 15. Datos técnicos para Alumbrado Público.

La Figura 16 muestra la modelación de uno de los transformadores del alimentador, en donde se observa la conexión del alimentador con el transformador, la red secundaria y una acometida que consta de un contador de energía.





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



Figura 16. Modelación de la red secundaria.

Para obtener la potencia de pérdidas a demanda máxima se debe inicialmente realizar una distribución de carga; esto para que la potencia registrada en la cabecera del alimentador sea repartida en cada una de las cargas conectadas al alimentador, esto se realiza mediante el procesamiento de los registros del sistema de medición obteniendo de estos la demanda máxima, los voltajes de línea en por unidad, las corrientes de línea, y los factores de potencia, parámetros eléctricos que se ingresan en el programa de modelación de CYME de acuerdo al siguiente detalle en las Figuras 17 y 18.

Tensiones del equivalente de fuente					
Nominal:	13,8	kVLL		<input type="checkbox"/> Equilibrado	
Servicio:	A	B	C	kVLN	
	8,05	8,05	7,97		
Ángulo:	0,0	-120,0	120,0	°	

Figura 17. Tensiones del equivalente de fuente.

Demanda					
<input checked="" type="checkbox"/> Ingresar la demanda de la red					
Modelo de carga:	DEFAULT			<input checked="" type="checkbox"/> Conectado	
Tipo:	AMP-FP			<input type="checkbox"/> Total	
A	48,63	97,0	<input type="button" value="Precisión..."/>		
B	53,97	97,0	<input type="button" value="Factores..."/>		
C	62,02	99,0			

Figura 18. Demanda de la red.

Para llevar a cabo este análisis, se consideraron los parámetros, las redes, los comandos y los límites de carga, tensión y salida; esto se muestra en las figuras



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

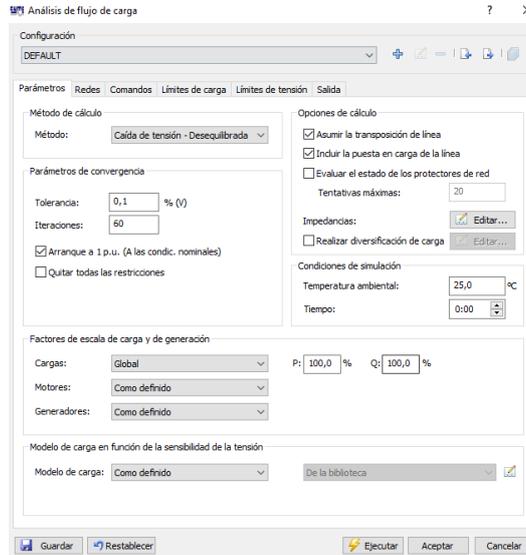


Figura 19. Parámetros del análisis de flujo de carga.

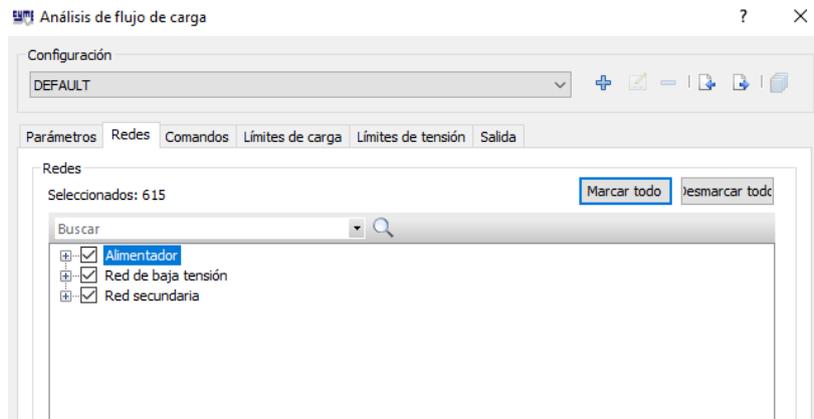


Figura 20. Redes del análisis de flujo de carga.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

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

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE ELECTRICIDAD

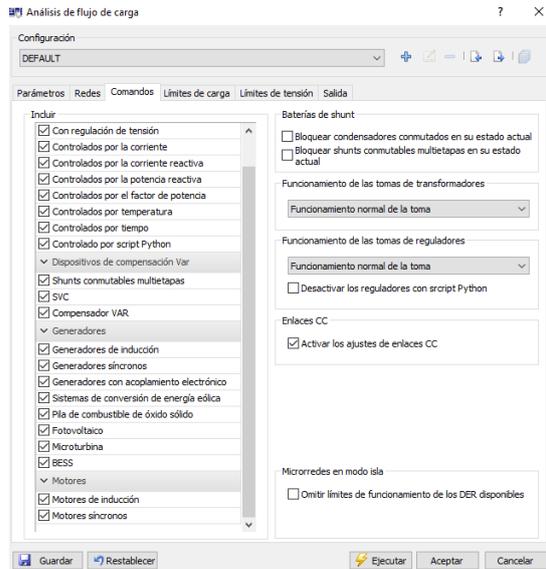


Figura 21. Comandos del análisis de flujo de carga.

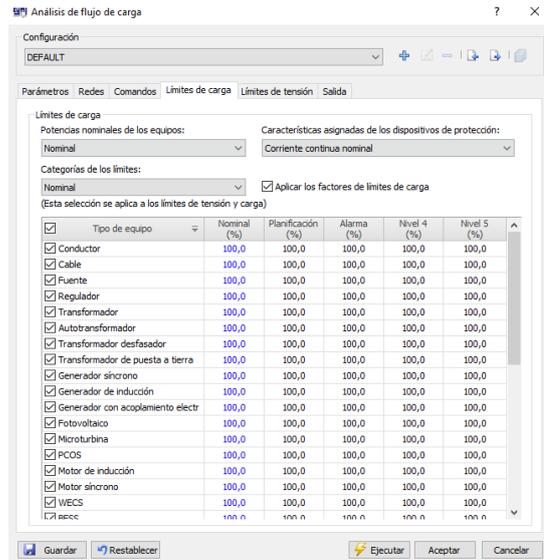


Figura 22. Límites de carga del análisis de flujo de carga.

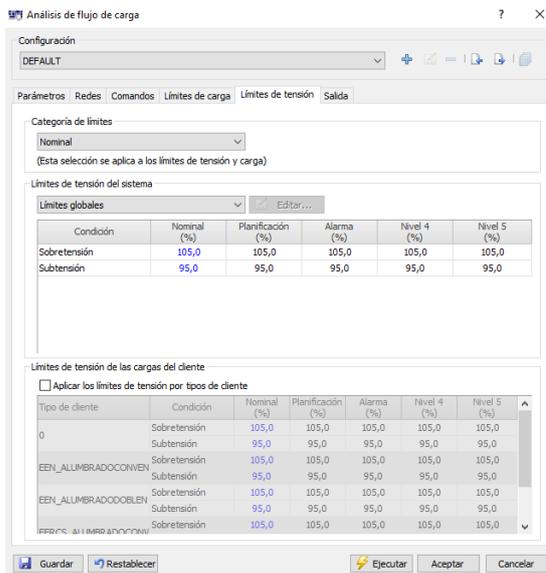


Figura 24. Límites de tensión del análisis de flujo de carga.

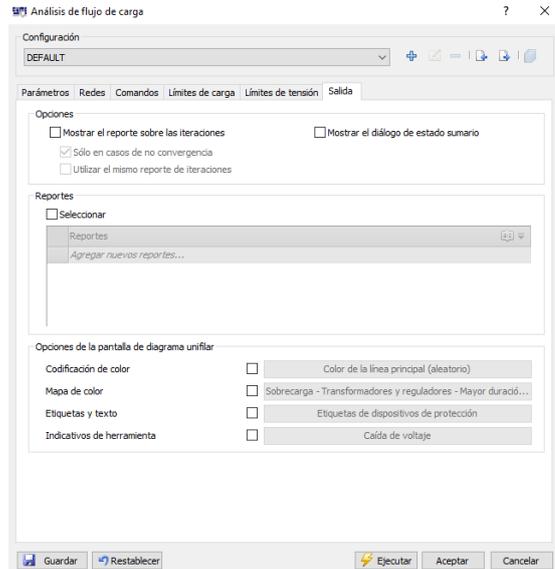


Figura 23. Salida del análisis de flujo de carga.



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



Finalmente, se procedió a calcular la potencia de pérdidas a demanda máxima, para esto, se utilizó tres metodologías que son: el método de Factor de pérdidas en función del factor de Carga, el método de Olade (Ing. Mentor Poveda) y el método del Ing. Samuel Castaño para poder determinar la metodología más idónea para este tipo de desagregación de pérdidas.



CAPITULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo, se presentan los resultados obtenidos a partir de la modelación del alimentador y el cálculo de las pérdidas de energía. Para ello, se aplicaron tres metodologías descritas en el capítulo III, permitiendo así un análisis exhaustivo y una evaluación completa de las pérdidas en el alimentador.

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

Tras la modelación del alimentador, se obtuvo los reportes de análisis, estos son: reporte sumario que muestra todas las pérdidas del alimentador de manera resumida, reporte sumario por zona para clasificar las pérdidas de media y bajo voltaje, reporte de transformadores y líneas y cables para redes secundarias y acometidas.

Estos datos son los siguientes:

Tabla 4.

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

Reporte detallado de las pérdidas de potencia (kW)		
Red de Media Tensión	Línea aérea por fase	10,39
	Cable	0,28
Transformadores de distribución	38,2	
Red Secundaria	12,59	
Acometidas	11,91	
	Pérdidas Bobina de voltaje	0,95



Medidores	Pérdidas Bobina de corriente	0,66
Alumbrado Público	Pérdidas en el conductor	0,02

En la Tabla 5 se presenta el reporte detallado de las pérdidas de potencia, en donde se clasificó por etapa funcional. Los datos fueron obtenidos a través de la modelación del Alimentador San Agustín No.4.

4.3. Métodos aplicados

Los resultados de los métodos descritos en el capítulo anterior permitieron realizar el cálculo de pérdidas de energía por etapa funcional. Estos métodos se mencionan a continuación.

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

En este método, inicialmente se determinó la potencia de pérdidas en cada intervalo, y, posteriormente, la energía de pérdidas; todo esto se realizó a partir de la información del análisis del flujo de carga.

Por ejemplo, para uno de los intervalos de las ‘Líneas aéreas MV’, el proceso fue el siguiente:

Datos:

$$D_{m\acute{a}x} = 1272,45 \text{ kW}$$

$$P_{p\acute{e}rd} D_{m\acute{a}x} = 10,39$$

$$\text{Demanda de potencia en el intervalo 4511} = 1219,21 \text{ kW}$$

$$\text{Factor de potencia en demanda máxima 4517} = 98$$



Factor de potencia del intervalo 4511= 98

En la Figura 25 se observa el procedimiento para el cálculo de potencia de pérdidas para uno de los intervalos de tiempo, utilizando la ecuación [1], misma que se aplicó para los Cables en MV, Cobre en el transformador, Red BV y acometidas.

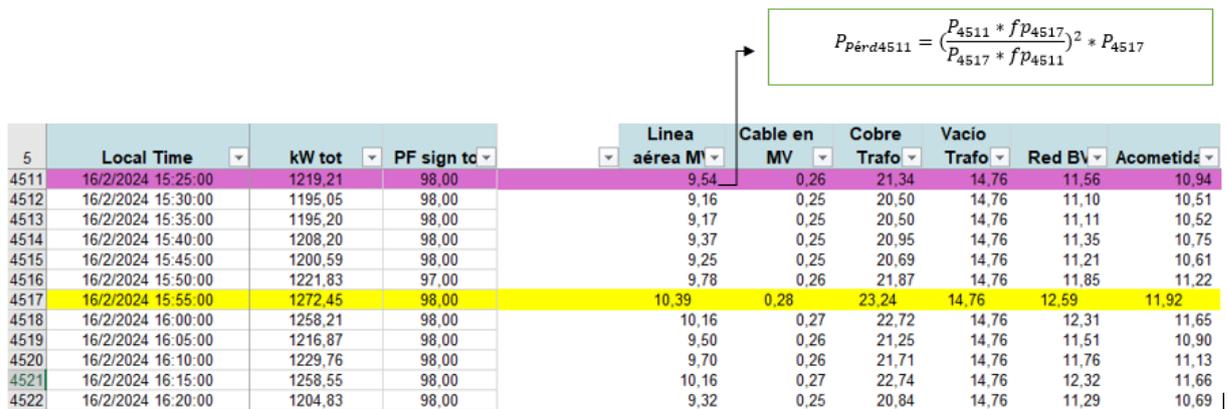


Figura 25. Cálculo de potencia de pérdidas para el intervalo 4511.

Para el cálculo de la energía de pérdidas se aplicó la ecuación [2], los resultados en cada etapa funcional se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5.

Resultado de pérdidas de energía mediante el método de Mentor Poveda en kWh.

	Línea aérea MV	Cable en MV	Cobre Transformador	Vacio Transformador	Red BV	Acometidas	Medidores	Alumbra do Público
Epérd=	2.996,80	80,76	6.703,15	10.272,96	3.631,35	3.438,10	621,55	6.960
% Epérd=	10,80 %	0,29%	24,15%	37,02%	13,09%	12,39%	2,24%	0,025%
Total								100%



Para el caso de los medidores de energía, de la misma manera, se aplicó el método de Mentor Poveda, para lo cual se encontró las pérdidas de bobina de voltaje y las pérdidas de bobina de corriente utilizando las ecuaciones [4] y [5] respectivamente; para esto se tomó en cuenta las potencias de consumo de la bobina de voltaje y de corriente, mismas que se encontraron a través del catálogo de los medidores de energía. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 6.

Pérdidas en los medidores de energía

Pérdidas de energía en medidores kWh	
Pérdidas en Bobina de Voltaje	598,42
Pérdidas en Bobina de Corriente	23,129

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

Castaño

En este caso, se consideró los registros del sistema de medición cada 5 minutos (5/60h), así como también la información del análisis del flujo de carga. Estos datos corresponden a la potencia de pérdidas a demanda máxima (dependiendo de cada etapa funcional), la demanda máxima, la sumatoria de las demandas máximas al cuadrado y el período.

Datos:

$$h = 5/60$$

$$D_{\text{máx}} = 1272,45 \text{ kW}$$



$$\Sigma Di^2 =$$

$$5563871062,60 \text{ kW}$$

$$Dmáx^2 = 1619129,00 \text{ kW}$$

$$T=696$$

Inicialmente se procedió a obtener el factor de pérdidas, para lo cual se empleó la ecuación [7].

Reemplazando los valores se obtuvo:

$$Fpérd = \frac{\Sigma Di^2 * h}{Dmáx^2 * T}$$

$$Fpérd = \frac{5.563'871.062,60 \text{ kW} * \left(\frac{5}{60}\right)}{1'619.129,00 \text{ kW} * 696}$$

$$Fpérd = 0,4114$$

Con este resultado se logró conseguir la energía de pérdidas a través de la ecuación [8].

Para el caso de “Líneas aéreas MV” el valor de $PpérdDmáx$ es de 10,39. El valor variará dependiendo de la etapa funcional.

Reemplazando los valores se obtuvo:

$$Epérd = 0,4114 * 696 * 10,39$$

$$Epérd = 2975,29$$

En la Tabla 7 se muestra la energía de pérdidas en cada etapa funcional.



Tabla 7.

Resultado de pérdidas de energía por el método de Samuel Ramírez Castaño en kWh.

	Línea aérea MV	Cable en MV	Cobre Transformador	Vacío Transformador	Red BV	Acometidas	Medidores	Acometida Alumbrado Público
Epérd	2.975,29	80,18	6.655,04	10.272,96	3.605,289	3.413,43	621,55	6,960
% Epérd	10,77 %	0,29%	24,09%	37,18%	13,05%	12,35%	2,25%	0,025%
Total								100%

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

Para el método de la relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas inicialmente, se identificó una serie de datos obtenidos a través del análisis del flujo de carga, como la demanda máxima, demanda promedio, pérdidas en demanda máxima (en cada etapa funcional) y el período, estos son:

Datos:

$$D_{\text{máx}} = 1272,45 \text{ kW}$$

$$D_{\text{prom}} = 764,51 \text{ kW}$$

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

Primeramente, se inició con la obtención del factor de carga, para lo cual se hizo uso de la ecuación [9]

Reemplazando los valores se obtuvo:



$$F_c = \frac{764,51 \text{ kW}}{1272,45 \text{ kW}} = 0,600817497$$

Este resultado se empleó para el cálculo del factor de pérdidas, para lo cual, se utilizó la ecuación [10].

El resultado al reemplazar la ecuación es:

$$F_{pérd} = 0,3(0,600817497) + 0,7(0,600817497)^2$$

$$F_{pérd} = 0,432932414$$

Finalmente, con los datos obtenidos se realizó el cálculo de la energía de pérdidas, en donde se añadió el dato de las potencias de pérdidas a demanda máxima dependiendo de la etapa funcional, en este caso para las líneas aéreas MV a partir de la ecuación [12], que al reemplazar los valores se obtiene:

$$E_{pérd} = 0,432932414 * 696 * 10,39$$

$$E_{pérd} = 3130,72$$

El proceso es el mismo para cada etapa funcional, excepto para las pérdidas en vacío del transformador para este se ocupa la fórmula [3]; los resultados se muestran a continuación en la Tabla 8.

Tabla 8.

Resultado de pérdidas de energía por el método de relación de factor de carga y factor de pérdidas (kWh)

	Línea aérea MV	Cable en MV	Cobre Transformador	Vacío Transformador	Red BV	Acometidas	Medidores	Acometida Alumbrado Público



Epérd	3.130,7 2	84,37	7.002,70	10.272, 96	3.793, 63	3.591,7 5	621,55	6,960
% Epérd	10,98%	0,30 %	24,57%	36,04%	13,31 %	12,60%	2,18%	0,02%
Total								100%

4.3.4. Resultados finales

En la Tabla 9, se presentan los resultados de la energía de pérdidas en cada etapa funcional de los tres métodos.

Tabla 9.

Resultados de la energía de pérdidas en cada etapa funcional.

Métodos	Línea aérea MV	Cable en MV	Cobre Transformador	Vacío Transformador	Red BV	Acometidas	Medidores	Acometida Alumbrado Público
M. Poveda	2.996,8	80,76	6.703,15	10.272,96	3.631,35	3.438,10	621,55	6,96
S. Castaño	2.975,29	80,18	6.655,04	10.272,96	3.605,29	3.413,43	621,55	6,96
F.pérd (F.carg)	3130,72	84,37	7002,70	10.272,96	3793,63	3591,75	621,55	6,96

Los resultados obtenidos de los tres métodos empleados presentan variaciones; no obstante, dichas diferencias no son consideradas significativas. El método 1, correspondiente al Método del Ing. Mentor Poveda, es el que presenta una cantidad más elevada, a diferencia de los métodos 2 y 3 (Samuel Castaño y Relación de Factor de carga y Factor de pérdidas, respectivamente), en donde las variaciones son aún más significativas, casi son las mismas.



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



3.3.4.1. Pérdidas totales de energía

En la Tabla 10 se registra la energía inyectada en el alimentador San Agustín No;4 valores obtenidos del sistema de medición en su cabecera; la energía consumida se la obtuvo del sistema comercial; las pérdidas totales son la diferencia entre la energía inyectada y la energía consumida; las pérdidas técnicas de energía se las calcula en función de la potencia de pérdidas a demanda máxima y las tres metodologías indicadas en este trabajo de grado; las pérdidas de energía no técnicas es la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas indicadas; a continuación se presenta el resultado detallado de cada una de las pérdidas de acuerdo a cada una de las metodologías aplicadas en este trabajo de grado.

Tabla 10.

Cálculo de Pérdidas No Técnicas.

	Energía inyectada	Energía consumida	Pérdidas Totales	Pérdidas Técnicas	Pérdidas no Técnicas
M. Poveda	531.712,50	467.907,00	63.805,50	27.751,64	36.053,86
S. Castaño	531.712,50	467.907,00	63.805,50	27.630,70	36.174,80
F.pérd (F.carg)	531.712,50	467.907,00	63.805,50	28.504,64	35.300,86



Conclusiones

- Las pérdidas técnicas de potencia y energía en un sistema eléctrico son en parte de tipo resistivo, los métodos utilizados para su cálculo dan resultados similares, lo que confirma la certeza de sus valores.
- Las pérdidas de potencia y energía en el núcleo del transformador y en la bobina de voltaje son constantes lo que permite una independencia de la corriente y un cálculo más directo de sus pérdidas de energía, estas pérdidas son las más representativas y se debe a la poca cargabilidad de sus elementos.
- Se establecieron procedimientos adecuados para la determinación de pérdidas de potencia por etapa funcional utilizando la herramienta CYME, lo que permitió su desagregación, este programa de simulación permite obtener resultados por alimentador, transformadores, redes secundarias alumbrado público y acometidas, las pérdidas de energía en medidores se desarrollaron con consultas en sus catálogos de acuerdo al modelo de medidor obtenido de la base de datos de ArcGis consultando las pérdidas de potencia en su bobina de voltaje y de corriente, el resultado de su corriente de paso por CYME y la metodología descrita en este trabajo de grado.



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



Recomendaciones

- Al abordar los retos que presentan las redes eléctricas, resultaría beneficioso explorar alternativas de solución como por ejemplo la integración de energías renovables o la actualización de la red eléctrica vigente para elevar los estándares de calidad y eficiencia en el cálculo de pérdidas de potencia y energía en sistemas eléctricos
- Se recomienda determinar un proceso de migración de datos donde se pueda actualizar cada una de las modelaciones realizadas en bajo voltaje ya que estas fueron ingresadas manualmente y no permite su actualización en las nuevas bases de datos que se migran de la GeoDataBase.



Referencias bibliográficas.

- [1] A. Gaibor, «Indicadores comerciales e indicadores de calidad del servivion eléctrico,» Ibarra, 2023.
- [2] Banco mundial, «Repensar las reformas del sector de la energía en un mundo ávido de electricidad,» 2019.
- [3] R. Jiménez, «Ecuador: esfuerzos de largo plazo contra las pérdidas de electricidad,» 2017.
- [4] A. Pansini, Electrical Distribution Engineering, Third Edition, USA, 2020.
- [5] Y. Quispe, «Metodología para la optimización del cálculo de pérdidas en redes de distribución del sistema urbano de la Empresa DELAPAZ,» La Paz, 2020.
- [6] Red Eléctrica de España, «Negocio eléctrico en España,» 2019.
- [7] A. A. Sallam y O. P. Malik, Electric Distribution Systems, 2018.
- [8] X. Guano, «Desarrollo de un modelo matemático para análisis de flujos de carga en redes eléctricas de distribución desequilibradas de bajo voltaje, aplicando la metodología "Forward and Backward",» Quito, 2023.
- [9] F. Freire, «Estudio de pérdidas técnicas de energía eléctrica en la subestación San Gabriel de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.,» Ibarra, 2019.
- [10] ARCONEL, «Regulación Nro. ARCONEL 001/2020,» 2020.
- [11] J. Bacilio, «Rentabilidad de sistemas AMI en la red general de distribución, caso de estudio "Polígono Lomas de Chapultepec",» CDMX, 2019.
- [12] A. Machuca, «Propuesta de disminución de pérdidas técnicas de energía eléctrica y mejoramiento de tensión de servicio en redes de distribución en media tensión de servicio 10kV, (SECHO-C216),» Chiclayo, 2018.
- [13] F. Pinedo, «Método de balance de energía por subestaciones y su influencia en la identificación y control de las pérdidas no técnicas en las redes de baja tensión en Electro Oriente S.A. Juanjui, 2018”,» 2018.
- [14] J. Bajuelos, «Reestructuración del circuito de distribución Primaria de Los Negritos del Municipio de Banes,» Moa, 2018.
- [15] F. Villacres y E. Inga, «Planeación y dimensionamiento de redes eléctricas de distribución soterrada mediante un método metaheurístico,» Quito, 2019.



- [16] C. Toykin, «Análisis de las pérdidas de energía eléctrica en la Red de Distribución para mejorar el estado financiero en la Subestación SED E410296-160 kVA- Concepción.,» Huancayo, 2020.
- [17] J. Maldonado y P. Cando, «Determinación de pérdidas de energía en Transformadores de Distribución mediante algoritmo de compensación en sistemas de medición.,» Cuenca, 2018.
- [18] S. Chapman, Máquinas eléctricas, 5a ed ed., McGraw-Hill Interamericana, 2012.
- [19] K. Muñoz, «Propuesta de una metodología para la determinación del nivel de las pérdidas de energía eléctrica en el alimentador A4602 del S.E Jauja de la UUNN valle Mantaro,» Huancayo, 2019.
- [20] J. Ruiz, «Control de pérdidas técnicas de energía eléctrica en las subestaciones de la concesionaria electro oriente de la unidad de negocio Tarapoto.,» Lambayeque, 2022.
- [21] J. Barrera, «Plan de reducción de pérdidas de energía y mantenimiento de conexiones eléctricas en baja tensión para la concesionaria Electronoroeste S.A. Departamento de Piura,» Lambayeque, 2019.
- [22] R. Ayala, P. Otero y V. Calle, «Metodología de cálculo de pérdidas de potencia y energía en el sistema de alumbrado público del Ecuador,» 2020.
- [23] S. Aquino, «Aplicación de una metodología de reconfiguración de redes de Distribución para reducir pérdidas resistivas en la línea,» Arequipa, 2018.
- [24] A. Varillas, «Evaluación de pérdidas de energía por medición en baja tensión a clientes mayores con contrato de suministro en MT del S.E. Huamanga, Ayacucho, de la empresa Electrocentro S.A.,» Huancayo, 2019.
- [25] L. Chicaiza, «Propuesta de una metodología para disminuir las pérdidas de energía eléctrica-Caso de estudio: Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.,» 2020.
- [26] SISDAT, «Infraestructura Agosto 2023,» 2023.
- [27] M. Poveda, «Nuevo método para calcular las pérdidas en sistemas de distribución eléctrica con altas pérdidas no técnicas,» p. 11.
- [28] M. Poveda, «Cálculo de pérdidas de energía en elementos resistivos,» 2016.
- [29] M. Poveda, «Cálculo de pérdidas en potencia y energía en transformadores,» 2016.
- [30] M. Poveda, «Cálculo de pérdidas en redes secundarias,» 2016.



- [31] M. Poveda, «Cálculo de pérdidas en acometidas y medidores,» 2016.
- [32] ARCERNNR, «Resolución Nro. ARCERNNR-007/23 Marco normativo para la prestación del servicio de alumbrado público general,» 2023.
- [33] S. R. Castaño, Redes de Distribución de Energía, 2004.
- [34] TECSA, «Efecto Corona: definición, causas y prevención,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.tecsagro.com.mx/blog/efecto-corona-definicion-causas-y-prevencion/>.
- [35] Unigal.mx, «Descarga de corona: factores que afectan a Corona,» 2022. [En línea]. Available: <https://unigal.mx/descarga-de-corona-factores-que-afectan-a-corona/>.
- [36] I. Chávez, «Desarrollo de una Aplicación Business Intelligence para Monitorear los Indicadores del Área Gestión de Pérdidas de una Distribuidora de Energía Eléctrica (Grupo Saesa),» 2018.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

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

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE ELECTRICIDAD



Anexos

Anexo A: Cálculo de pérdidas de potencia y energía con el Método del Ing.

Mentor Poveda.

		Σpérd=	35961.65	969.13	80437.81	123275.52	43576.25	41257.26		167.04
		Epérd=	2996.80	80.76	6703.15	10272.96	3631.35	3438.10	621.55	6.9600
		Pérd-Dmax	10.39	0.28	23.24	14.76	12.59	11.92		6.96
531712.50										
Local Time	kWh del int	Línea aérea MV	Cable en MV	Cobre Trafo	Vacio Trafo	Red BV	Acometida	Medidores	Alumbrado Público	
1/2/2024 0:00:00	34,00	1,73	0,05	3,87	14,76	2,10	1,98		0,02	
1/2/2024 0:05:00	50,00	1,72	0,05	3,86	14,76	2,09	1,98		0,02	
1/2/2024 0:10:00	33,00	1,61	0,04	3,60	14,76	1,95	1,85		0,02	
1/2/2024 0:15:00	49,00	1,74	0,05	3,89	14,76	2,11	2,00		0,02	
1/2/2024 0:20:00	33,00	1,63	0,04	3,64	14,76	1,97	1,87		0,02	
1/2/2024 0:25:00	47,00	1,62	0,04	3,62	14,76	1,96	1,86		0,02	
16/2/2024 15:30:00	118,00	9,16	0,25	20,50	14,76	11,10	10,51		0,02	
16/2/2024 15:35:00	79,00	9,17	0,25	20,50	14,76	11,11	10,52		0,02	
16/2/2024 15:40:00	120,00	9,37	0,25	20,95	14,76	11,35	10,75		0,02	
16/2/2024 15:45:00	79,00	9,25	0,25	20,69	14,76	11,21	10,61		0,02	
16/2/2024 15:50:00	122,00	9,78	0,26	21,87	14,76	11,85	11,22		0,02	
16/2/2024 15:55:00	83,00	10,39	0,28	23,24	14,76	12,59	11,92		0,02	
16/2/2024 16:00:00	124,00	10,16	0,27	22,72	14,76	12,31	11,65		0,02	
16/2/2024 16:05:00	83,00	9,50	0,26	21,25	14,76	11,51	10,90		0,02	
16/2/2024 16:10:00	122,00	9,70	0,26	21,71	14,76	11,76	11,13		0,02	
16/2/2024 16:15:00	82,00	10,16	0,27	22,74	14,76	12,32	11,66		0,02	
16/2/2024 16:20:00	123,00	9,32	0,25	20,84	14,76	11,29	10,69		0,02	
16/2/2024 16:25:00	81,00	9,56	0,26	21,38	14,76	11,58	10,97		0,02	
16/2/2024 16:30:00	122,00	9,98	0,27	22,33	14,76	12,10	11,45		0,02	
16/2/2024 16:35:00	83,00	9,82	0,26	21,96	14,76	11,90	11,27		0,02	

Anexo B: Cálculo de pérdidas de potencia y energía con el Método del Ing.

Samuel Castaño.

A	B	F	J	S	T	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF
		Dem_prom=				Σ Di²	5563871062,80							
		Dmáx=				sum(Di²·h)	463655921,88							
		h=	0,083333			Dmáx²	1619129,00							
						Epérd=	0,4114							
						Pérd-Dmax	10,39	0,28	23,24	14,76	12,59	11,92		
						Epérd=	2975,29	80,18	6655,04	10272,96	3605,29	3413,43	621,55	6,9600
						%Epérd=	10,77%	0,29%	24,09%	37,18%	13,05%	12,35%	2,25%	0,02519%
531712.50														
Local Time	kWh del int	kVA tot	PF sign tot	PF sign a	PF sign b	Di²	Línea aérea MV	Cable en MV	Cobre Trafo	Vacio Trafo	Red BV	Acometidas	Medidores	Alumbrado Público
1/2/2024 0:00:00	34,00	527,11	95,00	93,00	95,00	253300,82	1,73	0,05	3,87	14,76	2,10	1,98		
1/2/2024 0:05:00	50,00	530,13	96,00	95,00	95,00	257779,60	1,72	0,05	3,86	14,76	2,09	1,98		
1/2/2024 0:10:00	33,00	512,79	96,00	94,00	95,00	240639,30	1,61	0,04	3,60	14,76	1,95	1,85		
1/2/2024 0:15:00	49,00	529,25	95,00	95,00	93,00	254812,94	1,74	0,05	3,89	14,76	2,11	2,00		
1/2/2024 0:20:00	33,00	512,18	95,00	94,00	94,00	238544,33	1,63	0,04	3,64	14,76	1,97	1,87		
1/2/2024 0:25:00	47,00	513,42	95,00	92,00	94,00	237110,56	1,62	0,04	3,62	14,76	1,96	1,86		
16/2/2024 15:40:00	120,00	1236,92	98,00	98,00	97,00	1459747,24	9,37	0,25	20,95	14,76	11,35	10,75		
16/2/2024 15:45:00	79,00	1229,50	98,00	97,00	97,00	1441416,35	9,25	0,25	20,69	14,76	11,21	10,61		
16/2/2024 15:50:00	122,00	1254,74	97,00	98,00	96,00	1492868,55	9,78	0,26	21,87	14,76	11,85	11,22		
16/2/2024 15:55:00	83,00	1302,09	98,00	97,00	97,00	1619129,00	10,39	0,28	23,24	14,76	12,59	11,92		
16/2/2024 16:00:00	124,00	1288,19	98,00	98,00	97,00	1583092,40	10,16	0,27	22,72	14,76	12,31	11,65		
16/2/2024 16:05:00	83,00	1244,33	98,00	98,00	97,00	1480772,60	9,50	0,26	21,25	14,76	11,51	10,90		
16/2/2024 16:10:00	122,00	1257,78	98,00	98,00	97,00	1512309,66	9,70	0,26	21,71	14,76	11,76	11,13		
16/2/2024 16:15:00	82,00	1284,58	98,00	98,00	97,00	1583948,10	10,16	0,27	22,74	14,76	12,32	11,66		
16/2/2024 16:20:00	123,00	1229,41	98,00	98,00	97,00	1451815,33	9,32	0,25	20,84	14,76	11,29	10,69		
16/2/2024 16:25:00	81,00	1248,15	98,00	98,00	97,00	1489424,98	9,56	0,26	21,38	14,76	11,58	10,97		
16/2/2024 16:30:00	122,00	1274,76	98,00	98,00	98,00	1555782,24	9,98	0,27	22,33	14,76	12,10	11,45		
16/2/2024 16:35:00	83,00	1287,29	98,00	97,00	97,00	1530287,96	9,82	0,26	21,96	14,76	11,90	11,27		



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

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

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

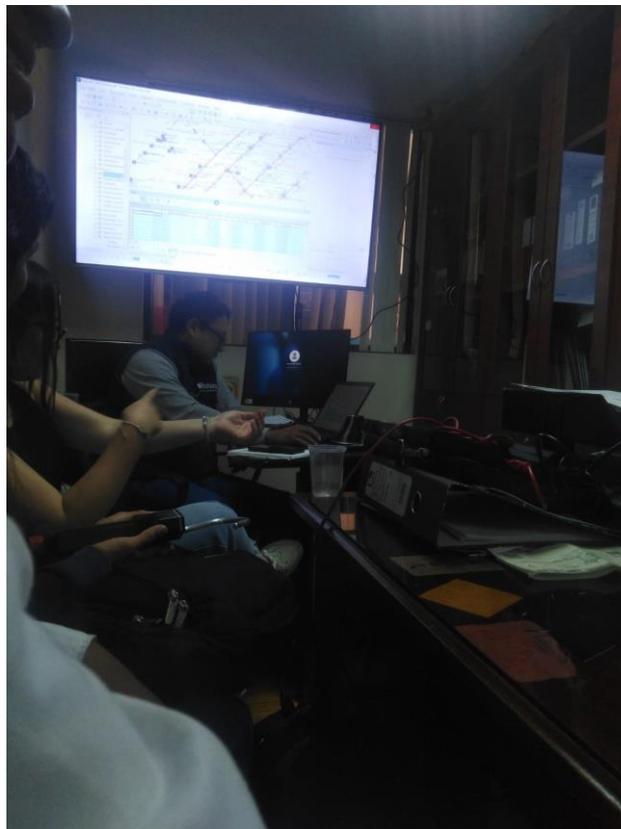
CARRERA DE ELECTRICIDAD



Anexo C: Cálculo de pérdidas de potencia y energía con el Método de Relación de Factor de carga y Factor de Pérdidas

		Dem_prom=	764.50	FC=	0.600812362	Pérd-Dmax	10.39	0.28	23.24	14.76	12.59	11.92							
		Dmáx=	1272.45	Fpérd=	0.432926555	Epérd (kWh)=	3130.68	84.37	7002.60	10272.96	3793.58	3591.70	621.55						
		T=	696																
												%Epérd=	10.98%	0.30%	24.57%	36.04%	13.31%	12.60%	2.11%
Local Time	kWh del inf	kVA tot	kW tot	PF sign a	PF sign b	Línea aérea MV	Cable en MV	Cobre Trafo	Vacio Trafo	Red BV	Acometid as	Medidos							
1/2/2024 0:00:00	34.00	527.11	503.29	93.00	95.00	1.73	0.05	3.87	14.76	2.10	1.98								
1/2/2024 0:05:00	50.00	530.13	507.72	95.00	95.00	1.72	0.05	3.86	14.76	2.09	1.98								
1/2/2024 0:10:00	33.00	512.79	490.55	94.00	95.00	1.61	0.04	3.60	14.76	1.95	1.84								
1/2/2024 0:15:00	49.00	529.25	504.79	95.00	93.00	1.74	0.05	3.89	14.76	2.11	1.99								
1/2/2024 0:20:00	33.00	512.18	488.41	94.00	94.00	1.63	0.04	3.64	14.76	1.97	1.87								
1/2/2024 0:25:00	47.00	513.42	486.94	92.00	94.00	1.62	0.04	3.62	14.76	1.96	1.86								
16/2/2024 15:35:00	79.00	1223.33	1195.20	98.00	96.00	9.17	0.25	20.50	14.76	11.11	10.51								
16/2/2024 15:40:00	120.00	1236.92	1208.20	98.00	97.00	9.37	0.25	20.95	14.76	11.35	10.74								
16/2/2024 15:45:00	79.00	1229.50	1200.59	97.00	97.00	9.25	0.25	20.69	14.76	11.21	10.60								
16/2/2024 15:50:00	122.00	1254.74	1221.83	98.00	96.00	9.78	0.26	21.87	14.76	11.85	11.21								
16/2/2024 15:55:00	83.00	1302.09	1272.45	97.00	97.00	10.39	0.28	23.24	14.76	12.59	11.91								
16/2/2024 16:00:00	124.00	1288.19	1258.21	98.00	97.00	10.16	0.27	22.72	14.76	12.31	11.64								
16/2/2024 16:20:00	123.00	1229.41	1204.83	98.00	97.00	9.32	0.25	20.84	14.76	11.29	10.68								
16/2/2024 16:25:00	81.00	1248.15	1220.42	98.00	97.00	9.56	0.26	21.38	14.76	11.58	10.96								
16/2/2024 16:30:00	122.00	1274.76	1247.31	98.00	98.00	9.98	0.27	22.33	14.76	12.10	11.44								
16/2/2024 16:35:00	83.00	1267.29	1237.04	97.00	97.00	9.82	0.26	21.96	14.76	11.90	11.26								
16/2/2024 16:40:00	120.00	1251.74	1225.12	98.00	97.00	9.63	0.26	21.54	14.76	11.67	11.04								

Anexo D: Socialización de cómo utilizar el equipo identificador de fases por parte de los técnicos de EmelNorte.





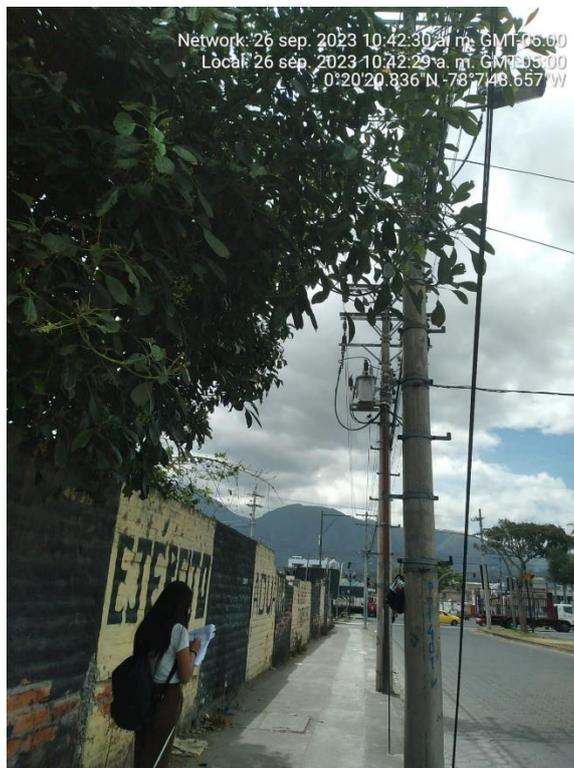
UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



Anexo E: Identificador de fases SPI-III.



Anexo F: Visita técnica





UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

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

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE ELECTRICIDAD



Anexo G: Visita técnica

