

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



TEMA:

CÁLCULO INTEGRAL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL ALIMENTADOR AJAVÍ No.2 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

AUTOR (A):

Pérez Erazo María Alejandra

DIRECTOR (A):

Ing. Arellano Bastidas Olger Gilberto MSc.

Ibarra, 2024



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



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

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

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

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1004549240		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Pérez Erazo María Alejandra		
DIRECCIÓN:	Marco Tulio Nieto 3-102 y Hugo Guzmán Lara		
EMAIL:	mapereze@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	062616522	TELÉFONO MÓVIL:	0991936594

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Cálculo integral de pérdidas de energía en el alimentador Ajaví No.2 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S. A. para la determinación de porcentajes por etapa funcional.
AUTOR (ES):	Pérez Erazo María Alejandra
FECHA DE APROBACIÓN: DD/MM/AAAA	16/07/24
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero(a) Eléctrico(a)
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Ramiro Vásquez MSc. Ing. Olger Arellano MSc.

2. CONSTANCIAS

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

Ibarra, a los 17 días del mes de julio de 2024

EL AUTOR: *mapereze*
 (Firma).....

Nombre: María Alejandra Pérez Erazo

**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, Olger Gilberto Arellano Bastidas en calidad de director de la señorita estudiante Pérez Erazo María Alejandra certifico que, ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: "Cálculo integral de pérdidas de energía en el alimentador Ajaví No.2 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. Olger Gilberto Arellano Bastidas

DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR



DEDICATORIAS

A mis padres, Hernán Pérez y Clara Erazo, por su amor incondicional, su apoyo constante y sus enseñanzas que han sido el pilar fundamental en cada etapa de mi vida. Gracias por creer en mí y por ser mi inspiración diaria.

A mi hermana, Ana Pérez, por su compañía, comprensión y por ser mi amiga incondicional. Tu apoyo ha sido esencial en este camino.

A mis sobrinos, Jhoao y Rafaela Guerrón, por llenar de alegría y amor mi vida. Son mi motivación diaria para esforzarme y alcanzar mis metas.

A mis ángeles del cielo, mi tía Ana Erazo, mis abuelos Campo Erazo, Elsa Villacrés y Marcia Cruz. Aunque no estén físicamente, su amor, sabiduría y recuerdos han sido mi guía y fortaleza en este viaje. Sus legados viven en mi corazón y en cada logro que alcanzo.

A todos mis familiares, por su amor y apoyo inquebrantable. Gracias por estar siempre presentes y por creer en mí.



AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mi tutor de tesis, Ing. Olger Arellano, MSc., y a mi asesor, Ing. Ramiro Vásquez, MSc. Gracias por su orientación, paciencia y dedicación a lo largo de este proceso. Su experiencia y conocimientos han sido fundamentales para la realización de este trabajo.

A todos mis ingenieros, por su apoyo y colaboración durante esta etapa. Su conocimiento y ayuda han sido esenciales para alcanzar este logro.

A mis padres, Hernán Pérez y Clara Erazo. Ustedes han sido el pilar fundamental en toda mi etapa universitaria, brindándome su apoyo y amor incondicional. Gracias por guiarme siempre, por sus enseñanzas y por creer en mí en cada paso de este camino. Este logro no hubiera sido posible sin su constante aliento y dedicación.

A mis amigos Héctor Barberán, Jorge Montenegro, Elián Erazo, Jonatan Carius, Johan Vega, Evelyn Encalada, Alexis Lara, Javier Nicolalde y Camila Armas. Gracias por su compañía, su apoyo incondicional y por los momentos compartidos. Su amistad ha sido fundamental en este viaje.

A mi pareja, Ian Naranjo. Gracias por estar siempre a mi lado, por tu apoyo incondicional y por darme fuerzas para seguir adelante. Tu amor y comprensión han sido mi refugio en los momentos difíciles, y tu constante aliento y orgullo en mí han sido mi mayor motivación. Este logro no podría haberlo alcanzado sin ti a mi lado.

A todos ustedes, gracias de corazón. Este logro no hubiera sido posible sin su apoyo y su amor.



INDICE DE CONTENIDOS

Contenido

CAPITULO I..... 10

INTRODUCCIÓN 10

1.1 Problema de investigación. 10

 1.1.1 Problemática a investigar..... 10

 1.1.2. Formulación de la pregunta de investigación 10

1.2 Objetivos 10

 1.2.1. Objetivo general 10

 1.2.2. Objetivos específicos 11

1.3 Alcance y delimitación..... 11

1.4 Justificación..... 12

CAPÍTULO II 13

MARCO TEÓRICO 13

2.1 Antecedentes 13

2.2 Bases teóricas 14

 2.2.1. Sistema eléctrico..... 14

 2.2.1.1. Niveles de voltaje..... 15

 2.2.1.2. Alimentadores primarios..... 16

 2.2.1.3. Transformadores de distribución 16

 2.2.1.4. Alimentadores secundarios 18

 2.2.1.5. Acometidas 18

 2.2.1.6. Medidores 18

 2.2.1.7. Alumbrado público 18

 2.2.2 Clasificación de los sistemas de distribución según su configuración 18

 2.2.2.1. Redes de distribución radiales 18

 2.2.2.2. Redes de distribución en anillo 19

 2.2.2.3. Redes de distribución malladas..... 19

 2.2.3. Clasificación de los sistemas de distribución según su estructura..... 20

 2.2.3.1. Sistemas de distribución aéreas 20



2.2.3.2. Sistemas de distribución subterráneas	21
2.2.4. Pérdidas de potencia	21
2.2.5. Pérdidas de energía.....	21
2.2.6. Pérdidas técnicas.....	22
2.2.7. Pérdidas no técnicas.....	23
2.2.8. Características de la carga	23
2.2.8.1. Demanda	24
2.2.8.2. Demanda máxima	25
2.2.8.3. Demanda promedio	25
2.2.8.4. Factor de carga	26
2.2.8.5. Factor de diversidad	26
2.2.8.6. Factor de contribución	26
2.2.8.7. Factor de pérdidas	26
2.2.9. Metodologías de cálculo de pérdidas de energía en sistemas eléctricos	26
2.2.9.1. Cálculo de pérdidas de energía utilizando el factor de pérdidas.....	27
2.2.9.2. Cálculo de pérdidas de energía método de Mentor Poveda.....	28
2.2.9.3. Cálculo de pérdidas energía método Samuel Castaño	28
CAPÍTULO III	29
MATERIALES Y MÉTODOS	29
3.1. Descripción técnica del Alimentador Ajaví No.2	29
3.2. Metodología	31
3.3. Procedimiento integral	32
3.4 Materiales	33
3.4.1. CYME.....	33
3.4.2. Sistemas de medición	34
3.4.3. Especificaciones técnicas de los elementos del alimentador.....	34
3.4.4. Pérdidas de energía en el alimentador método Mentor Poveda.....	35
3.4.4.1. Pérdidas de energía en los alimentadores primarios	42
3.4.4.2. Pérdidas de energía en transformadores de distribución.....	43
3.4.4.3. Pérdidas de energía en alimentadores secundarios	44
3.4.4.4. Pérdidas de energía en acometidas	44



3.4.4.5. Pérdidas de energía en medidores	44
3.4.4.6. Pérdidas en bobina de voltaje	45
3.4.4.7. Pérdidas en bobina de corriente	45
3.4.4.8. Pérdidas en alumbrado público	46
3.4.5. Pérdidas de energía en el alimentador método de relación de factor de carga y factor de pérdidas.....	46
3.4.6. Pérdidas de energía en el alimentador método de Samuel Castaño	47
3.4.7. Pérdidas totales del alimentador	48
CAPITULO IV	49
RESULTADOS Y ANÁLISIS	49
4.1. Cálculo de pérdidas de potencia mediante la modelación del alimentador.....	49
4.2. Métodos aplicados.....	50
4.2.1. Cálculo de pérdidas de energía mediante el método de Mentor Poveda	50
4.2.2. Cálculo de pérdidas mediante el método de Samuel Ramírez Castaño.....	52
4.2.3. Cálculo de pérdidas mediante el método de relación de factor de pérdidas y factor de carga.....	54
4.3. Resultados finales.....	55
4.4. Cálculo de pérdidas no técnicas del alimentador Ajaví No.2	56
Conclusiones	58
Recomendaciones.....	59
Anexos.....	60
Referencias bibliográficas	61



INDICE DE FIGURAS

Fig. 1 Conformación de un sistema eléctrico [2] 15

Fig. 2 Conexión Dy5 [6] 16

Fig. 3 Conexión estrella [6]..... 17

Fig. 4 Conexión Delta [6]..... 17

Fig. 5 Sistema Radial [9]..... 19

Fig. 6 Sistema en anillo [9] 19

Fig. 7 Sistema mallado [9] 20

Fig. 8 Demanda eléctrica [18] 24

Fig. 9 Demanda máxima de una curva de demanda [19] 25

Fig. 10 Ubicación georreferenciada de la subestación Ajaví 30

Fig. 11 Subestación Ajaví 10/12,5 MVA a 69kV/13,8 kV 30

Fig. 12 Vista imbricada 36

Fig. 13 Modelación de un transformador dentro de la vista imbricada..... 36

Fig. 14 Datos técnicos de un transformador 37

Fig. 15 Datos de una red secundaria 38

Fig. 16 Datos de una acometida 38

Fig. 17 Red para agregar la carga..... 39

Fig. 18 Características de los medidores 39

Fig. 19 Características de las luminarias 40

Fig. 20 Tensiones del equivalente de fuente 41

Fig. 21 Demanda de la red 41

Fig. 22 Método de cálculo..... 41

Fig. 23 Relajación de restricciones 41

Fig. 24 Redes de estudio 42



INDICE DE TABLAS

Tabla 1	15
Tabla 2	22
Tabla 3	34
Tabla 4	35
Tabla 5	49
Tabla 6	51
Tabla 7	53
Tabla 8	55
Tabla 9	56
Tabla 10	57



RESUMEN

En el transporte de potencia en un sistema eléctrico se producen pérdidas debido al efecto joule fenómeno que produce calentamiento en los elementos resistivos lo que provoca desprendimiento de calor; otro tipo de pérdidas se producen en el entrehierro de los transformadores debido a la histéresis y corrientes de foucault, estas últimas no dependen de la corriente que circula por el sistema eléctrico; este tipo de pérdidas se las denomina técnicas y es necesario calcularlas en cada una de las etapas funcionales para establecer su porcentaje con relación a las pérdidas totales que se obtienen de la diferencia entre la energía que ingresa en la cabecera del alimentador y la energía facturada a los abonados asociados al alimentados Ajaví No.2.

Las pérdidas de energía técnicas se las he calculado en cada una de las etapas funcionales mediante tres métodos diferentes los mismos que no difieren de manera significativa y las pérdidas de energía no técnicas se obtienen por la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas; es importante determinar estas pérdidas para establecer un plan de acción que permita recuperar los ingresos y reducirlas para mejorar la eficiencia mediante la identificación de conexiones clandestinas, instalaciones no autorizadas y manipulaciones fraudulentas en los equipos de medición.

Palabras clave: Pérdidas de potencia, Pérdidas de energía, Etapa funcional, Sistema eléctrico, Sistema de medición



ABSTRACT

In the transport of power in an electrical system, losses occur due to the joule effect, which produces heating in the resistive elements, which causes heat release. Other types of losses occur in the air gap of the transformers due to hysteresis and eddy currents; the latter does not depend on the current that circulates through the electrical system. These types of losses are called technical, and it is necessary to calculate them in each functional stage to establish their percentage in relation to the total losses obtained from the difference between the energy that enters the head of the feeder and the energy billed to the feeder. The subscribers associated with the Ajaví No.2 feeder.

The technical energy losses have been calculated in each of the functional stages using three different methods. These methods, while different, do not yield significantly different results. The non-technical energy losses are obtained by the difference between the total losses and the technical losses. It is important to determine these losses to establish an action plan to recover income and reduce them to improve efficiency by identifying clandestine connections, unauthorized installations and fraudulent manipulations in measurement equipment.

Keywords: Power losses, Energy losses, Functional stage, Electrical system, Measurement system



CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

Tema

Cálculo integral de pérdidas de energía en el alimentador Ajaví No.2 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S. A. para la determinación de porcentajes por etapa funcional.

El problema

1.1 Problema de investigación.

1.1.1 Problemática a investigar.

El porcentaje de pérdidas totales de energía en el sistema eléctrico de EMELNORTE ha ido en aumento de 9,10 % en el año 2019 a 12,11 % en el año 2022; las pérdidas de energía se las obtiene de la diferencia entre la energía total requerida por el sistema eléctrico y la energía facturada a los clientes regulados y no regulados dentro del área de concesión [1].

EMELNORTE tiene las herramientas computacionales y la capacidad técnica de calcular las pérdidas técnicas, hasta transformadores de distribución, para las demás etapas funcionales como lo son: redes secundarias, acometidas, medidores y alumbrado público se han tomado estudios de años anteriores realizados por la Unidad de Pérdidas, cuyos porcentajes sirven de referencia para establecer las pérdidas de alimentadores de iguales características, sean estos con cargas en las que predominan los abonados residenciales, comerciales o industriales.

1.1.2. Formulación de la pregunta de investigación

¿Cómo calcular las pérdidas de energía integrales en el alimentador Ajaví Nro.2 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. para establecer el porcentaje de pérdidas por etapa funcional?

1.2 Objetivos

1.2.1. Objetivo general

- Calcular las pérdidas integrales en el alimentador Ajaví No.2 de la Empresa Eléctrica Regional Norte, mediante la modelación de la red eléctrica y el cálculo de las pérdidas de energía estableciendo el porcentaje por etapa funcional.



1.2.2. Objetivos específicos

- Analizar las metodologías de cálculo de pérdidas técnicas en alimentadores primarios.
- Modelar el alimentador Ajaví No.2 por cada etapa funcional para determinar las pérdidas de potencia a demanda máxima.
- Calcular las pérdidas técnicas de energía del alimentador Ajaví No.2 y establecer por diferencia las pérdidas no técnicas.

1.3 Alcance y delimitación

Para la determinación de las pérdidas técnicas del alimentador Ajaví No.2 se considerará la migración de la información de la base de datos en ArcGIS al programa CYME de las etapas funcionales de redes en medio voltaje, y transformadores de distribución mediante la interfaz creada para las empresas de distribución; para las etapas funcionales de bajo voltaje se requerirá hacer el levantamiento físico de las redes secundarias, acometidas y medidores; en vista que aún no hay un interfaz para redes secundarias, se modelará manualmente las redes secundarias, las acometidas y medidores para establecer mediante una metodología adecuada sus pérdidas de potencia a demanda máxima y se completará con esta las pérdidas para los intervalos de tiempo restantes, requisito necesario para obtener las pérdidas técnicas de energía integrales del Alimentador.

Las pérdidas de energía totales se las obtendrá restando la energía registrada en la cabecera del alimentador por el sistema de medición y la energía facturada a los abonados, datos que se obtendrán del sistema comercial de EMELNORTE; para el cálculo de las pérdidas técnicas de energía en cada etapa funcional, se analizará las metodologías y se seleccionará la más adecuada; las pérdidas no técnicas se las obtendrá restando las totales menos las técnicas.

Para la modelación del alimentador primario se requerirá información técnica de los equipos y su configuración, la misma que se encuentra en la GeoDatabase del sistema ArcGis; para el cálculo de las pérdidas de demanda estas se las obtendrá mediante los flujos de carga a demanda máxima simulados en el programa CYME en medio y en bajo voltaje y para la determinación de pérdidas técnicas se requerirá de los registros cuarto horarios del sistema de medición ubicado en la



cabecera del alimentador; herramientas informáticas e información que posee la empresa eléctrica EMELNORTE.

1.4 Justificación

Para el desarrollo de este trabajo de grado, se tiene el convenio de cooperación interinstitucional macro entre la Empresa Eléctrica Regional Norte EMELNORTE y la Universidad Técnica de Norte, en donde estudiantes de la Universidad Técnica del Norte, pueden desarrollar trabajos de grado con temas relacionados al Sector Eléctrico en el área de la distribución eléctrica, respecto al tema del trabajo de grado de cálculo de pérdidas integrales, es importante porque mediante este estudio se seleccionará una metodología de cálculo para determinar en porcentaje de pérdidas de energía en las etapas de redes secundarias, acometidas y medidores, que por el momento EMELNORTE las está estimando, porcentajes que por el momento servirán como referencia para establecer si las estimaciones realizadas están acordes con los resultados obtenidos en análisis realizado en el alimentador Ajaví No.2.

Con los resultados obtenidos se puede establecer el porcentaje de pérdidas No técnicas que se pueden presentar en el alimentador y establecer mecanismos de recuperación como son: instaladores de medidores totalizadores, inspecciones en sitio para determinar robos de energía, conexiones clandestinas, gestiones realizadas por la Dirección Comercial dentro de su gestión como parte de un Plan de Reducción de Pérdidas.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Los alimentadores o redes secundarias distribuyen la energía eléctrica desde los transformadores de distribución hasta las acometidas de los usuarios. La distribución secundaria puede ser monofásica o trifásica. En áreas rurales y residenciales la mayoría de la carga es monofásica. En tanto que las cargas industriales y comerciales es normalmente trifásica [2].

Las pérdidas eléctricas son una medida de la eficiencia y por ende sostenibilidad del Sector Eléctrico, estas se obtienen mediante la diferencia entre la energía que ingresa a la empresa de distribución y la que es entregada para el consumo final a través del sistema de Subtransmisión y distribución, así como también la energía entregada y no facturada; estas se traducen directamente en pérdidas financieras y sirven como indicador de desempeño operacional de las empresas eléctricas [3].

Los países de América Latina y el Caribe (ALC), han tenido poca variación en sus elevados niveles de pérdidas de energía durante la última década, de los 26 países, Ecuador ocupa el puesto 10 en porcentajes de pérdidas de energía, con un valor de 19% en el año 2012, que es superior al promedio (17%); de los cuales el país con mayor porcentaje de pérdidas de energía es Haití con 56% y el de menor porcentaje de pérdidas es Trinidad y Tobago es del 6% [3].

El Ecuador en los últimos años ha realizado mejoras significativas alcanzando un porcentaje de pérdidas totales de 16,33% de las cuales 13.25% corresponden a nivel de distribución valor que es menor al promedio de los países de América Latina y el Caribe y el 3.08% en el sistema de transmisión en el año 2022 [4].

EMELNORTE tenía un comportamiento decreciente hasta el año 2019 con un valor de pérdidas de 9,10%; a partir del año 2020, en que empezó la pandemia, se incrementó a 9,8% en este año, debido al confinamiento a nivel mundial por la emergencia sanitaria se incrementó el consumo de los abonados residenciales, sin embargo gran parte del sector industrial se paralizó, lo que provocó un decremento atípico del consumo de energía eléctrica, a diciembre de 2022, las pérdidas de energía a nivel de distribución de energía eléctrica ha incrementado a un valor de 12,11 % [1].



Las pérdidas técnicas se mantienen en un promedio de 6,47%, incluso en el 2021 decrecieron en un -0,34%; al cierre del 2022 alcanzó un valor de 7,02%, esto es debido a que las pérdidas técnicas son función del consumo de energía eléctrica y en este año incrementó el consumo de abonados residenciales y por ende las pérdidas técnicas en bajo voltaje aumentaron [1].

Las pérdidas técnicas son las cantidades de energía eléctrica que se transforman en otros tipos de energía durante el transporte de la misma desde las plantas de generación hasta los centros de consumo, dichas pérdidas se producen por las propiedades físicas de los materiales [5].

Las pérdidas no técnicas son la cantidad de energía que se asigna a los usuarios finales, en el aspecto económico estas pérdidas no están representadas en el flujo de caja de las compañías en el sector eléctrico [5].

El valor de las pérdidas reales es la diferencia entre la energía saliente registrada por la fuente y la energía consumida, es decir la que se muestra en las facturas. La discordancia entre las pérdidas esperadas y las pérdidas reales produciría el alcance de las pérdidas no técnicas en ese sistema [5].

Las pérdidas totales calculadas permiten dar una visión amplia de la magnitud de las pérdidas de una empresa y de los problemas del sistema, los estudios hacen que las pérdidas técnicas reflejen la eficacia de ingeniería de la empresa y las pérdidas no técnicas demuestren la administración dentro de la empresa, sin embargo, estas estimaciones no permiten a la empresa darse cuenta de donde se sitúan el lugar de los posibles problemas [2].

No existe un sistema ideal dentro de una empresa siempre existe pérdidas técnicas, pero si este valor sobrepasa los estándares e índices establecidos por el ARCONEL significa que la empresa tiene errores de ingeniería donde la energía conducida se disipa y se pierde hasta su destino, los consumidores. “Dependiendo del subsistema concreto (transporte o distribución) y de la topología del mismo, las pérdidas de potencia activa en las líneas varían entre el 3% y un 10% de carga total” [2].

2.2 Bases teóricas

2.2.1. Sistema eléctrico

Un sistema eléctrico de energía eléctrica comprende todo el equipamiento y los componentes involucrados en el transporte de energía eléctrica desde la generación hasta los consumidores. El sistema de distribución es parte del sistema eléctrico y lo compone el alimentador primario,



transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas, medidores [6], como se observa en la Fig. 1.

Los sistemas de energía eléctrica se estructuran en las partes o niveles de generación, transporte y distribución (Fig. 1). La interconexión de esos niveles se realiza en las subestaciones y centros de transformación, donde, además, se localizan los dispositivos de maniobra y protección del sistema [7].

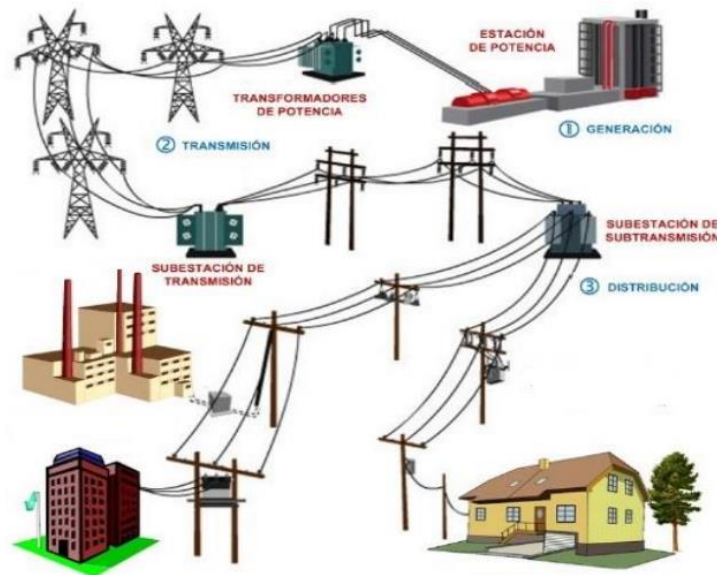


Fig. 1 Conformación de un sistema eléctrico [2]

2.2.1.1. Niveles de voltaje

Se definen los siguientes valores de niveles de voltaje:

Tabla 1

Niveles de voltaje

Bajo Voltaje	menor igual a 0,6 kV
Medio Voltaje	mayor a 0.6 kV y menor igual a 40 kV
Alto Voltaje Grupo 1:	mayor a 40 kV y menos igual a 138 kV
Alto Voltaje Grupo 2:	mayor a 138 kV

Nota. Fuente [8].



2.2.1.2. Alimentadores primarios

Los alimentadores primarios son los encargados de transportar la energía eléctrica desde la subestación de distribución hasta los transformadores de distribución. En el caso de instalaciones aéreas, los conductores se sostienen en postes, mientras que, en el caso de instalaciones subterráneas, se utilizan ductos para su protección y guía [9].

2.2.1.3. Transformadores de distribución

Los transformadores de distribución son los encargados transmitir la potencia eléctrica de un nivel de medio voltaje a bajo voltaje, generalmente Dy5 como se muestra en la Fig. 2; 13,8/0,220-0,127 kV en transformadores trifásicos o 7,696/0,240-0,120 kV en transformadores monofásicos.

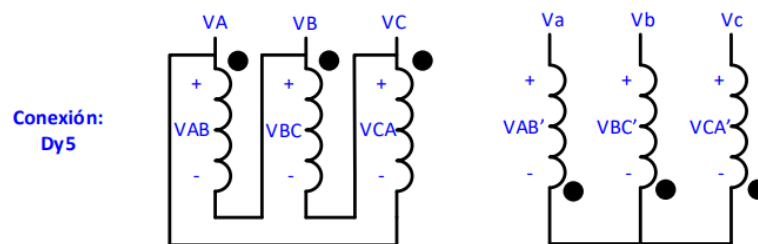


Fig. 2 Conexión Dy5 [6]

Los transformadores de distribución son los equipos encargados de cambiar la tensión primaria a un valor menor de tal manera que el usuario pueda utilizarla sin necesidad de equipos e instalaciones costosas y peligrosas. En sí el transformador de distribución es el enlace entre los alimentadores primarios y los alimentadores secundarios [10].

Las conexiones de los transformadores trifásicos son con neutro flotante o con neutro conectado a tierra, generalmente el transformador con neutro flotante se lo utiliza en sistemas trifásico a tres hilos y los que tienen neutro conectado a tierra se los utiliza en sistemas a cuatro hilos.

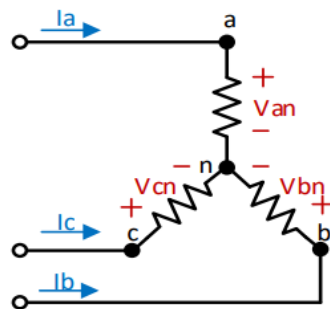


Fig. 3 Conexión estrella [6]

Al conectar un transformador en delta como se muestra en la Fig.4 se disminuye las corrientes armónicas de orden impar a los alimentadores primarios sin embargo se eleva el riesgo de tener sobretensiones en el transformador. Si se conecta en estrella como se observa en la Fig.3 con neutro a tierra sucede lo contrario.

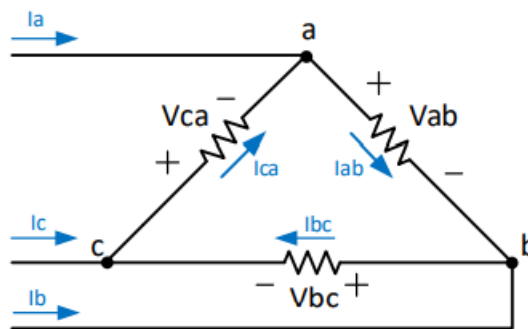


Fig. 4 Conexión Delta [6]

En un sistema eléctrico un transformador permite operar en valores más eficientes según se requiera, siendo necesaria su instalación en diferentes puntos del sistema. En el caso de la generación, es necesario un transformador de elevación para poder transportar la energía eléctrica en grandes distancias, ya que será más económico su transporte a niveles altos de voltaje, debido a que la corriente circulante será mucho menor y será necesario una menor sección de conductores, produciéndose menores pérdidas. Además, se requiere la instalación de transformadores reductores para reducir el nivel de voltaje a niveles seguros y así poder ser proporcionado a los consumidores [11].



2.2.1.4. Alimentadores secundarios

Los alimentadores secundarios parten del lado de bajo voltaje del transformador de distribución y se distribuyen hacia las acometidas de los usuarios finales, si parten de un transformador trifásico, estos pueden suministrar energía a cargas trifásicas, o si parten de un transformador monofásico de fase partida estos alimentan a cargas monofásicas.

2.2.1.5. Acometidas

Es la conexión física entre la red eléctrica de propiedad de la distribuidora y la instalación eléctrica de propiedad del consumidor.[12]

2.2.1.6. Medidores

Están constituidos fundamentalmente por bobinas de voltaje y corriente que inducen un campo magnético que hace girar un disco de aluminio cuyo eje lleva un tornillo sinfín que acciona el mecanismo de relojería registrador en sistemas electromecánicos, aunque actualmente son electrónicos, los hay monofásicos y trifásicos que registran la energía suministrada a los usuarios; Existen también sistemas de medición con perfil de carga, estos son conectados a clientes especiales a quienes se les factura además de la energía, su demanda de potencia [13].

2.2.1.7. Alumbrado público

Comprende los sistemas de alumbrado de vías públicas, para tránsito de personas y vehículos, incluye también los sistemas de iluminación de escenarios deportivos de acceso y uso público, no cerrados, cubiertos o no, de propiedad pública o comunitaria, ubicados en los sectores urbanos y rurales. Excluye la iluminación de las zonas comunes de unidades inmobiliarias declaradas como propiedad horizontal, la iluminación pública ornamental e intervenida.

2.2.2 Clasificación de los sistemas de distribución según su configuración

Las redes de distribución pueden presentar diferentes configuraciones o topologías. Entre las más comunes se encuentran las radiales y en anillo.

2.2.2.1. Redes de distribución radiales

Como se observa en la Fig. 5, en un circuito radial, la alimentación se realiza a través de una única fuente de energía, que transmite la electricidad de forma radial a los receptores. Estos sistemas son simples, económicos y fáciles de equipar con dispositivos de protección. Sin embargo, no tienen



la misma confiabilidad que los sistemas mallados, ya que en una falla el sistema de protección deja sin servicio a todo el sistema que se encuentra aguas debajo de la falla [6].

Un solo camino simultáneo de flujo. Es el más utilizado tanto en servicio residencial urbano como rural, por su simple operación, diseño, bajo costo inicial. Su cobertura es ilimitada y su confiabilidad es baja[14]

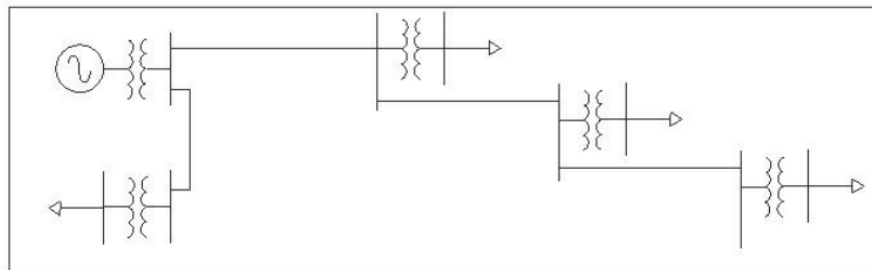


Fig. 5 Sistema Radial [9]

2.2.2.2. Redes de distribución en anillo

El sistema en anillo se caracteriza por tener dos o más fuentes de alimentación conectadas cuya alimentación parte de una fuente, recorre todo el sistema y se regresa a la misma fuente, formando un anillo cerrado. La principal ventaja de este sistema radica en que, en caso de que ocurra una falla en uno de los alimentadores, la subestación aún puede recibir energía desde el otro lado del anillo, asegurando así un suministro continuo [1], como se observa en la Fig. 6.

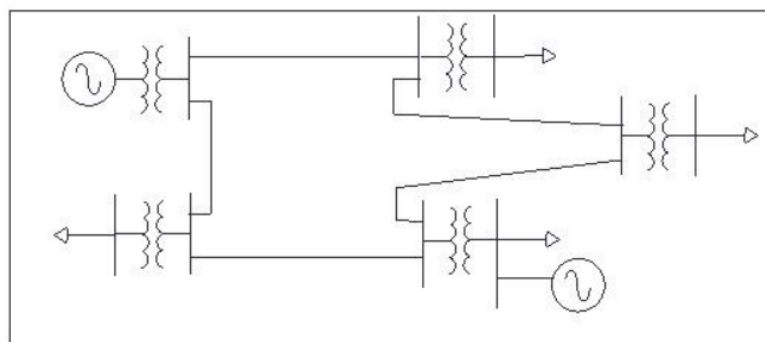


Fig. 6 Sistema en anillo [9]

2.2.2.3. Redes de distribución malladas

Esta configuración se forma al conexionar algunas redes en anillo como se muestra en la Fig. 7, su ventaja principal es que los transformadores son suministrados de energía eléctrica desde las



subestaciones más próximas, lo que tiene como efecto una mayor flexibilidad a las variaciones de carga. Tiene como desventaja su excesivo costo de construcción debido a la cantidad de estructuras y herrajes usadas en la instalación, finalmente la coordinación de protecciones más compleja que las configuraciones radial y anillo [15].

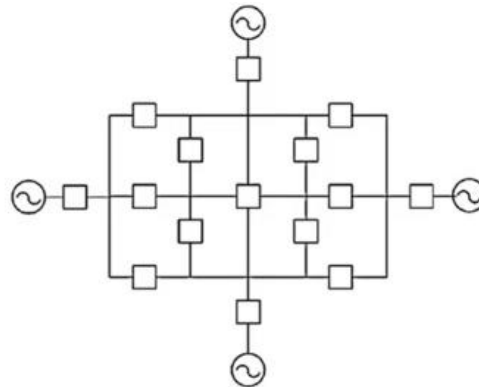


Fig. 7 Sistema mallado [9]

2.2.3. Clasificación de los sistemas de distribución según su estructura

Se pueden encontrar diversas formas de clasificar las redes de distribución, pero una de las clasificaciones más comunes se basa en el tipo de construcción de las mismas. A continuación, se presenta dicha clasificación:

2.2.3.1. Sistemas de distribución aéreas

Estas redes eléctricas están formadas por cables generalmente sin aislamiento, cuyos soportes se fijan a postes de acero, hormigón o madera [11].

Entre las ventajas destacadas en comparación con los sistemas subterráneos se incluyen:

- Instalación más rápida.
- Componentes más comunes y fácilmente disponibles en el mercado.
- Mantenimiento sencillo.
- Costo inicial más bajo.

Sin embargo, también presentan ciertas desventajas:

- Generan contaminación visual.
- Tienen un menor nivel de confiabilidad.
- Son menos seguros para los peatones y transeúntes.



- Son más susceptibles a fallas debido a su exposición a condiciones climáticas como lluvia, granizo, contacto con animales, movimientos sísmicos, impactos vehiculares contra los postes, presencia de salinidad y polvo en el ambiente.

2.2.3.2. Sistemas de distribución subterráneas

Son empleadas en zonas donde por razones de urbanismo, estética, congestión o condiciones de seguridad, dificulta la instalación del sistema aéreo. [11]

Entre las ventajas destacadas de estas redes se pueden mencionar:

- Mayor nivel de confiabilidad en comparación con las redes aéreas.
- Mayor apariencia estética.
- Mayor seguridad para los peatones y transeúntes.

Sin embargo, también presentan ciertas desventajas:

- Dificultad para localizar fallas en caso de producirse.
- Mayor costo inicial de inversión y mantenimiento.
- Mayor tiempo requerido para la instalación.

2.2.4. Pérdidas de potencia

Las pérdidas de potencia se refieren a la cantidad de potencia eléctrica disipada o convertida en otras formas de energía no útil durante la transmisión, distribución y consumo de electricidad, estas pérdidas se producen debido a la resistencia inherente de los conductores, transformadores y otros componentes del sistema eléctrico. Las pérdidas de potencia se miden en unidades de potencia, como vatios o kilovatios, y generalmente se expresan como una fracción o porcentaje de la potencia total generada o suministrada [12].

2.2.5. Pérdidas de energía

Las pérdidas de energía se refieren a la cantidad total de energía eléctrica que se pierde durante el proceso de transmisión, distribución y consumo de electricidad. Las pérdidas de energía son una acumulación de las pérdidas de potencia a lo largo del sistema eléctrico durante un período de tiempo determinado. Estas pérdidas se miden en unidades de energía, como kilovatios-hora o megavatios-hora, y representan la cantidad real de energía que se pierde y no se utiliza de manera productiva [13].



2.2.6. Pérdidas técnicas

Es bien sabido que, durante el proceso de suministro de energía eléctrica a los consumidores, se producen pérdidas técnicas en las etapas de generación, transmisión y distribución. Se ha observado que una gran parte de estas pérdidas se concentra en el área de distribución. Por esta razón, es crucial realizar un estudio detallado del sistema de distribución, ya que cualquier mejora, por mínima que sea, puede tener un impacto significativo en esta área clave de la empresa y generar beneficios sustanciales[6].

Existen diversas metodologías para calcular las pérdidas técnicas, las cuales se distinguen entre sí en función de la calidad y cantidad de información que manejan [6].

Las pérdidas eléctricas que ocurren en la red de transmisión y distribución de energía del sistema eléctrico son causadas por el paso de corriente a través de los componentes de la infraestructura del sistema eléctrico: conductores, cables, transformadores, interruptores y otros equipos[10].

Dado que hay numerosos elementos que contribuyen a las pérdidas técnicas, es necesario reducir el tiempo y los costos requeridos para evaluarlas. Por esta razón, se utilizan técnicas de muestreo, las cuales permiten obtener una estimación representativa de las pérdidas técnicas de manera más eficiente[6].

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

Tabla 2

Clasificación de pérdidas técnicas

Pérdidas por transporte	Pérdidas por transformación
En líneas de transmisión	En transmisión/ Subtransmisión
En líneas de Subtransmisión	En Subtransmisión / distribución
En circuitos de distribución primaria	En transformadores de distribución
En circuitos de distribución secundaria	
Pérdidas por causas específicas	Pérdidas asociadas a la variación de la demanda
Pérdidas por efecto corona	Pérdidas en la carga
Perdidas por efecto Joule	
Pérdidas parásitas e histéresis	



2.2.7. Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas, también conocidas como pérdidas comerciales, se refieren a las pérdidas de energía eléctrica causada por factores no técnicos, como robos, fraudes, errores de facturación y problemas en la gestión comercial; estas pueden tener un impacto significativo en la eficiencia y rentabilidad de las empresas de servicios públicos.

Las pérdidas no técnicas más comunes en los sistemas de comercialización y distribución incluyen las pérdidas en zonas especiales y de difícil gestión, como aquellas afectadas por la pobreza extrema o problemas de orden público. También se encuentran las pérdidas administrativas debido a inconvenientes en los sistemas de información y prácticas de corrupción. Otras fuentes de pérdidas incluyen la descalibración y falta de instalaciones de medición adecuadas, las conexiones ilegales en diferentes puntos del sistema, como acometidas y redes secundarias, así como los fraudes en la red, que pueden ser resultado de descalibración voluntaria de medidores, medidores manipulados o alteración de factores de conversión [14].

La información sobre las fuentes de energía y las cargas son necesarias para determinar las pérdidas esperadas en el sistema de energía utilizando el software de análisis de flujo de carga. Las pérdidas reales son la diferencia entre la energía saliente registrada por la fuente (por ejemplo, en una subestación) y la energía consumida por los consumidores, que se muestra en las facturas. La discrepancia entre las pérdidas esperadas y las pérdidas reales produciría el alcance de las pérdidas no técnicas en ese sistema [15].

2.2.8. Características de la carga

Las características de carga pueden ser determinadas mediante mediciones de campo o mediante análisis estadísticos. En el caso de sistemas eléctricos ya existentes, se pueden obtener las características de carga a partir de mediciones realizadas en el campo. Sin embargo, para sistemas nuevos que no cuentan con mediciones directas, es necesario compararlos con sistemas existentes de los cuales se pueden obtener datos y mediciones precisas [16]

Los datos necesarios para obtener las características de carga se basan en sus aspectos fundamentales, que incluyen la demanda máxima y la demanda promedio. La demanda máxima se refiere al consumo máximo de energía en un intervalo de tiempo definido, mientras que la



demanda promedio se calcula dividiendo el número total de kilovatios-hora (KWh) consumidos en ese intervalo de tiempo por el número de horas equivalentes a dicho lapso [16].

2.2.8.1. Demanda

La demanda eléctrica de un sistema es la intensidad de corriente, o potencia eléctrica, relativa a un intervalo específico de tiempo, que absorbe su carga para funcionar. Ese lapso se denomina intervalo de demanda, y su indicación es obligatoria a efecto de interpretar un determinado valor de demanda. Los intervalos de demanda, son típicamente de 15, 30 o 60 minutos. Los lapsos de 15 o 30 minutos se aplican comúnmente en facturación, selección de la capacidad de equipos, estudios de balanceo y transferencia de carga. El intervalo de 60 minutos, ayuda a construir “Perfiles de Carga Diarios” para así poder realizar un análisis de consumo de energía, determinar el rendimiento de dispositivos, y también para elaborar un completo plan de expansión del sistema de distribución de energía eléctrica [16].

La demanda eléctrica en su conjunto tiene varios componentes, cada una con sus características de variabilidad y uso como se observa en la Fig. 8, por lo que se hace necesario el desarrollo de métodos que permitan estimar el comportamiento combinado y prever la cobertura de la demanda evitando ante todo la suspensión o restricción del suministro eléctrico al usuario final [17].

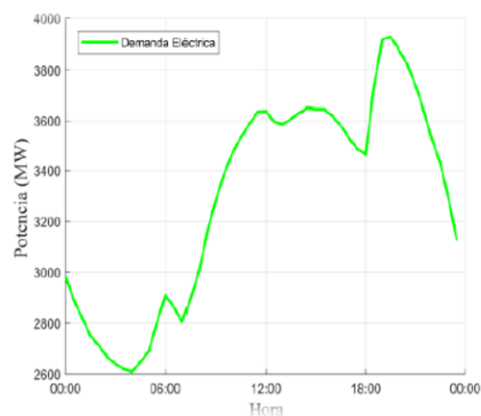


Fig. 8 Demanda eléctrica [18]



2.2.8.2. Demanda máxima

El valor más elevado de demanda es considerado como la demanda máxima durante un intervalo de tiempo como se muestra en la Fig. 9. El valor de demanda máxima anual es el valor que más se repite durante el año este se usa para una expansión del sistema [18].

Es necesario la demanda máxima en una carga para poder determinar la capacidad que requerirá el sistema. De igual manera se toma la demanda máxima de un grupo de consumidores y se podrá determinar la capacidad que se necesita para un transformador de distribución. La demanda máxima de un grupo de alimentadores determinara la capacidad de una subestación hasta llegar sucesivamente a la capacidad general que necesitara todo el sistema [18].

Para caracterizar la carga se hace referencia a la demanda máxima, que es la mayor de todas las potencias requeridas que se han producido en un período de tiempo determinado. En un sistema eléctrico se pueden producir variaciones bruscas de demanda como arrancar un motor o poner en servicio un transformador, pero se debe establecer un período mínimo de tiempo para mantener este valor de potencia para que se pueda considerar el máximo. Normalmente los dispositivos son calibrados para considerar la máxima demanda que se mantiene durante un período de 15 minutos [19]

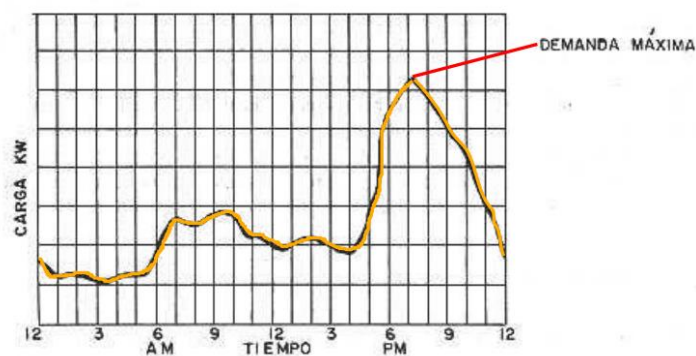


Fig. 9 Demanda máxima de una curva de demanda [19]

2.2.8.3. Demanda promedio

Se define como demanda promedio a la relación entre el consumo de energía del usuario durante un intervalo dado y el intervalo mismo. Es una demanda constante sobre el período de tiempo



especificado y que establece el mismo consumo de energía que las requerida por la curva de carga real sobre el mismo período de tiempo especificado.

2.2.8.4. Factor de carga

El factor de carga es la relación entre demanda promedio en un intervalo de tiempo y la demanda máxima en ese mismo intervalo.

El factor de carga indica el grado en el que el pico de carga se sostiene durante todo el periodo. En los ciclos que tiene varias formas y diferentes picos se puede obtener factores de cargas iguales, con el único requisito que las relaciones de los respectivos promedios a los picos de carga sean iguales.

El factor de carga señala que tan eficiente es el sistema o parte de un sistema, siendo el 100% de factor de carga o 24 horas por día con pico de carga constante el máximo posible [19].

2.2.8.5. Factor de diversidad

El factor de diversidad es una medida de la variabilidad entre las demandas máximas y se calcula como la relación entre la suma de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del grupo de carga. Este factor se puede aplicar a dos o más cargas independientes o incluir todas las cargas de cualquier parte de un sistema eléctrico o sistema complejo [19].

2.2.8.6. Factor de contribución

El factor de contribución de una carga dentro de un conjunto se define como la relación entre la contribución de dicha carga a la demanda máxima del conjunto y la demanda máxima específica de esa carga. En otras palabras, el factor de contribución representa la proporción en la cual esa carga individual contribuye a la demanda máxima total del conjunto [19].

2.2.8.7. Factor de pérdidas

El factor de pérdidas es el porcentaje de tiempo necesario para que la carga pico genere las mismas pérdidas que las cargas reales durante un período de tiempo específico [6].

2.2.9. Metodologías de cálculo de pérdidas de energía en sistemas eléctricos

Durante varios años se han establecido metodologías de cálculo para la determinación de pérdidas técnicas de energía en los sistemas eléctricos, esto con el fin de identificarlas y reducirlas mediante balance de cargas, instalación de capacitores, reguladores de voltaje, aumento del calibre de



conductores, esto con el fin de determinar las pérdidas no técnicas y de igual manera que el área comercial realice las gestiones pertinentes para establecer cuáles son las causas de estas pérdidas ya que pueden ser debido a fallas de los sistemas de medición, retrasos en los períodos de facturación, toma de lecturas erróneas, conexiones clandestinas, conexiones directas, alteración en medidores, entre otras.

Los métodos explicados a continuación son utilizados para determinar las pérdidas de energía en elementos resistivos (conductores), por lo que se podrán calcular las pérdidas de energía en el conductor y cable del alimentador en medio voltaje, en las pérdidas de cobre en el transformador de distribución, las pérdidas en el conductor y cable de las redes secundarias, las pérdidas en el cable de la acometida y las pérdidas en el cable del alumbrado público.

2.2.9.1. Cálculo de pérdidas de energía utilizando el factor de pérdidas

Para este método lo primero que se debe realizar es el cálculo del factor de carga que es igual a la relación de la demanda promedio sobre la demanda máxima, este resultado es adimensional ya que están expresados en las mismas unidades.

Para utilizar esta metodología se tiene que establecer el factor de pérdidas mensual, este se lo obtiene mediante la fórmula empírica que relaciona el factor de carga con el factor de pérdidas, el cual requiere de dos coeficientes, el valor de $A=0,3$ que es el coeficiente del factor de carga y $(1-A)=0,7$, que es el coeficiente de factor de carga al cuadrado; por lo que el factor de pérdidas se lo obtiene sumando estos dos términos [20].

Una vez obtenido el factor de carga se establece mediante un flujo de carga, la potencia máxima de pérdidas resistivas en el alimentador primario y transformadores de distribución; conociendo que el factor de pérdidas es igual a la relación de la energía de pérdidas entre el producto de la potencia de pérdidas máximas y el período, se calcula la energía de pérdidas despejándola de la fórmula, considerando que el período es en un mes se debe establecer el número de horas dependiendo del mes de análisis [20].

El método del factor de pérdidas basado en el factor de carga, sin necesidad de registros de demanda en cada intervalo, permite calcular la energía de pérdidas técnicas directamente a partir de la multiplicación del factor de pérdidas, la potencia de pérdidas en la demanda máxima y su período.



2.2.9.2. Cálculo de pérdidas de energía método de Mentor Poveda

Para este método se establece la relación que existe entre las pérdidas de potencia en cada intervalo, respecto a la potencia de pérdidas en demanda máxima, considerando que estas están en relación directa de la corriente en cada intervalo elevada al cuadrado y la resistencia del alimentador; se asume que la resistencia es constante, por lo que, sabiendo que la corriente es la relación de los kVA entre el producto de la raíz de tres y el voltaje de línea, y que los kVAs es igual a potencia de pérdidas dividida para su factor de potencia resulta que la potencia de pérdidas en cada intervalo es igual a la relación el producto de potencia de pérdidas en el intervalo por el factor de potencia a demanda máxima entre el producto de la potencia de pérdidas a demanda máxima por el factor de potencia en el intervalo, todo esto elevado al cuadrado, multiplicado por la potencia de pérdidas a demanda máxima [21].

Una vez determinada la potencia de pérdidas en cada intervalo se suman las potencias de cada intervalo y se le multiplica por la duración del intervalo de demanda, que esté establecido en el sistema de medición para obtener las pérdidas de energía del alimentador [21].

Otra forma de calcular las pérdidas de energía es sumando todas las pérdidas de potencia calculadas en cada uno de los intervalos multiplicado por la duración del intervalo de demanda.

2.2.9.3. Cálculo de pérdidas energía método Samuel Castaño

En este método se calcula inicialmente el factor de pérdidas el mismo que está en función a las demandas de cada intervalo elevadas al cuadrado multiplicadas por la duración del intervalo de demanda, todo esto dividido para la demanda máxima elevada al cuadrado, multiplicada por el periodo [21].

Para el determinar las pérdidas de potencia a demanda máxima se requiere de la modelación del alimentador en cada una de las etapas funcionales correr un flujo de carga y obtener un reporte sumario que registra las demandas indicadas.

Para el cálculo de las pérdidas de energía se multiplica el factor de pérdidas por la potencia de pérdidas a demanda máxima y multiplicada por el periodo [21].



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

A continuación, se presenta la descripción técnica del alimentador Ajaví Nro. 2, objeto de estudio, para el análisis de pérdidas técnicas y no técnicas de energía. Además, se exponen la metodología utilizada en el desarrollo del trabajo de grado, así como también una descripción de los softwares especializados, equipos eléctricos, información técnica proporcionada por la empresa EMELNORTE y las ecuaciones matemáticas que permitieron la determinación y análisis de pérdidas de energía.

3.1. Descripción técnica del Alimentador Ajaví No.2

A continuación, se presentan los datos técnicos del Alimentador Ajaví Nro.2 los cuales son dinámicos ya que cada día existe un incremento significativo de usuarios lo que requiere la expansión de redes para atender el incremento de la demanda.

El sistema de subtransmisión de EMELNORTE transmite potencia a través de sus líneas de transporte a un nivel de voltaje de 69 kV. A estas líneas se conectan 17 subestaciones de 69kV/13,8 kV. Una es estas subestaciones es la Subestación Ajaví que se encuentra ubicada en las bodegas de EMELNORTE, en la calle 13 de abril y Benjamín Carrión como se muestra en la Fig. 10. Para su energización, se conecta a través de las líneas de Subtransmisión Ibarra-Alpachaca de un conductor calibre de 336,4 MCM (Mil Circular Mil) con una longitud de 2,7 km, y Alpachaca-Ajaví con conductor de 477 MCM de 3 km de longitud.

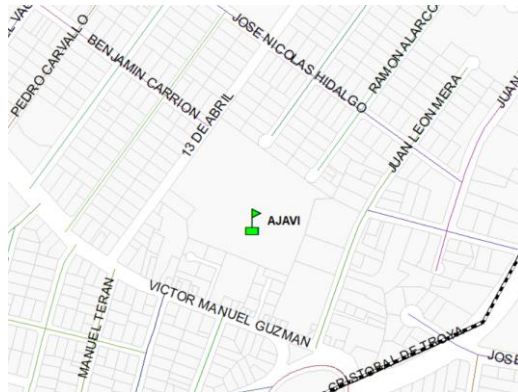


Fig. 10 Ubicación georreferenciada de la subestación Ajaví

En la Fig. 11 se muestra la estructura de la Subestación Ajaví. Esta consta de un transformador de potencia de 69kV/13,8 kV y 5 alimentadores. El estudio y análisis de pérdidas de energía se enfocó en el alimentador Ajaví Nro.2.

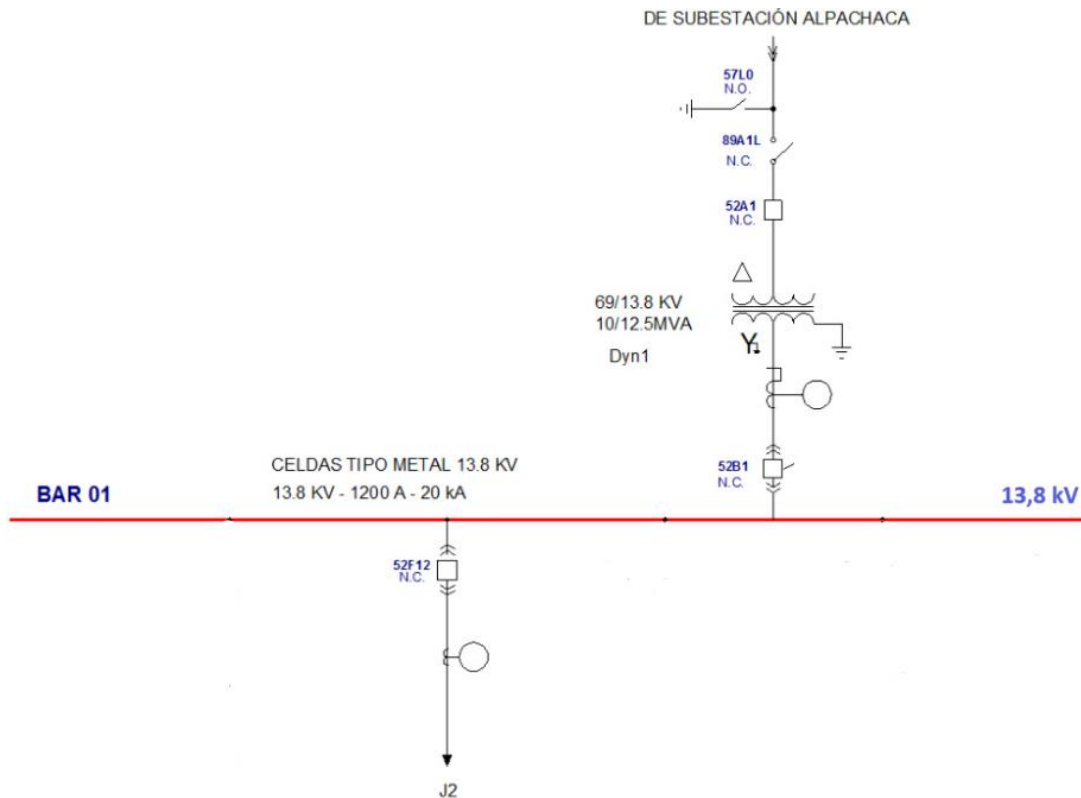


Fig. 11 Subestación Ajaví 10/12,5 MVA a 69kV/13,8 kV



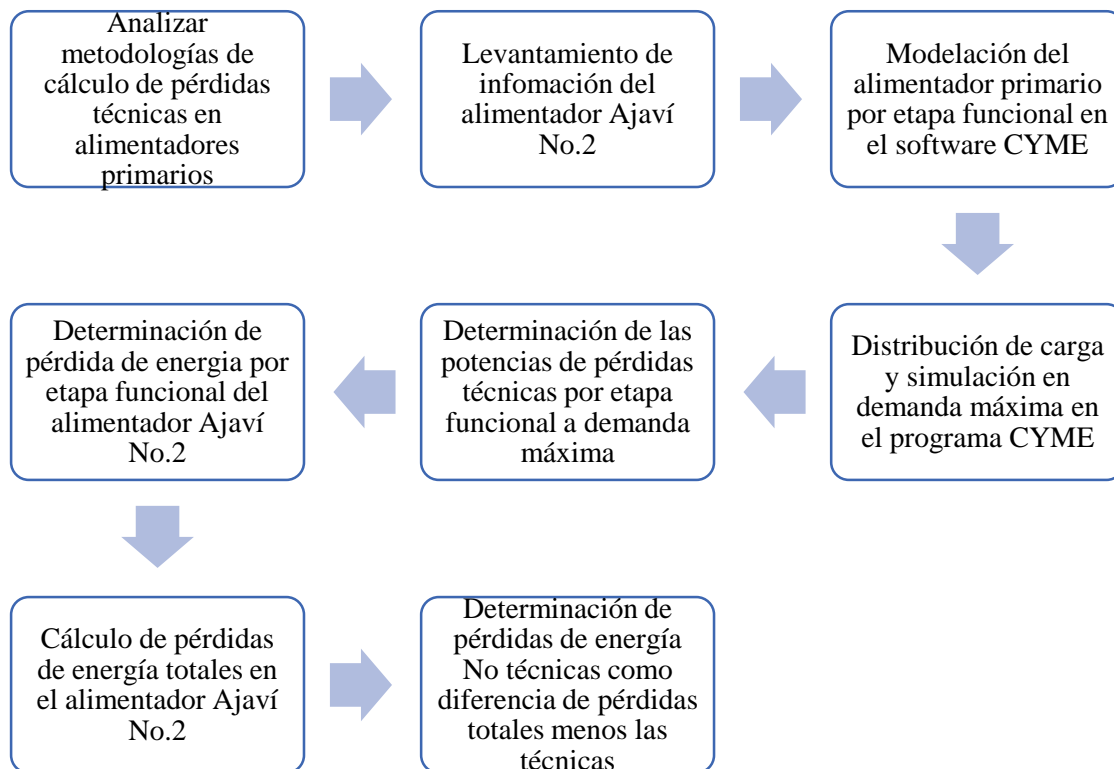
3.2. Metodología

Para el desarrollo del trabajo de grado se utilizó diferentes metodologías, tanto para la parte teórica, como práctica.

La construcción del marco teórico se basó en los métodos bibliográfico y comparativo. Para ello se consultaron fuentes bibliográficas de la literatura especializada. El análisis de esta literatura técnica permitió la descripción de la estructura de las redes de distribución (alimentadores), como también la búsqueda de las relaciones matemáticas que permiten el cálculo y determinación de las pérdidas de energía.

Se utilizó el método de observación *in-situ* o de campo para el levantamiento de información del alimentador Ajaví No.2, tales como: alcance de redes secundarias, número y conexión de transformadores, secuencia de las fases durante todo el alimentador, número de usuarios, alumbrado público, acometidas y medidores; y el método comparativo para la verificación y actualización de esta información.

El cálculo de pérdidas se realizó a través del análisis cuantitativo de los registros de demanda de energía obtenidos de los sistemas de medición instalados en la cabecera del Alimentador Ajaví No. 2 y las lecturas tomadas por los operadores comerciales en cada uno de los medidores de los puntos de carga. Reuniones de grupo con el personal técnico del área de GIS y Planificación permitió la capacitación en el uso de los softwares especializados ArcGis y CYME de la empresa EMELNORTE.



3.3. Procedimiento integral

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

Se requirió los parámetros eléctricos del alimentador primario, transformadores de distribución, alimentador secundario, acometidas, medidores y luminarias; tales como tipo de conductor, calibre, espaciamiento, nivel de voltaje, secciones, fases, longitud, tipo y capacidad de transformadores de distribución, tipo y potencia nominal de las luminarias información que fue proporcionada por la GeoDatabase del área de GIS de EMELNORTE.

Luego la información técnica fue verificada con visitas a campo y utilizando herramientas apropiadas como el identificador de fases, registros del sistema de medición en la cabecera del alimentador para revisar que las informaciones concuerden con los datos proporcionados por el área de GIS de EMELNORTE de ser el caso se realizó los cambios pertinentes en la información.



Con la información técnica previamente corregida se empezó a realizar el modelamiento de las redes en el programa CYME migrando toda la información que se obtiene del programa ArcGis.

Para la modelación del alimentador primario se requirió las longitudes por sección, calibre y tipo de conductor, espaciamiento y ubicación georreferenciada de conductores, capacidad de transformadores de distribución y energía facturada; para el flujo de carga se necesitó distribuir la potencia activa y reactiva medida en la cabecera del alimentador para cada uno de los transformadores de distribución, esta distribución se la realizó con relación a la potencia instalada o con base a la energía facturada.

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

3.4 Materiales

Para el desarrollo del trabajo de grado se requirió la siguiente información y software:

3.4.1. CYME

El CYME permite realizar varios tipos de estudios en sistemas equilibrados o desequilibrados, monofásicos, bifásicos o trifásicos, con configuración radial, en anillo o mallada. CYME incluye un editor completo de redes y las funciones que se requieren para el cálculo de pérdidas son las siguientes: [22]

- Distribución y evaluación de cargas
- Flujo de carga desbalanceado

El desempeño de régimen permanente del sistema de energía bajo diversas condiciones de operación se simula utilizando el análisis de flujo de carga de CYME. Es la herramienta básica de análisis para la planificación, el diseño y la operación de cualquier sistema de energía eléctrica.

[22]



Flujo de carga desbalanceada Newton-Raphson – Toma en cuenta las redes secundarias subterráneas (sistemas mallados en zonas urbanas), instalaciones de baja tensión y sistemas de subtransmisión conectados a los sistemas de distribución. [22]

3.4.2. Sistemas de medición

Sistema de Medición Comercial (SISMEC): Es el conjunto de equipos, programas y sistema de comunicación, que permite medir las transferencias de energía eléctrica, con la finalidad de valorar las transacciones de electricidad que realicen los participantes del SEE. [23]

Las instalaciones de los equipos de medición en los sistemas de medición se efectúan en los puntos frontera con el generados o con el transmisor, se dispone de un medidor registrador bidireccional, con su respaldo correspondiente en cada punto frontera. [23]

Para la verificación de los equipos de medición del SEE (Sector Eléctrico Ecuatoriano), se utilizan medidores patrones. La verificación se realiza a través de laboratorios especializados, debidamente acreditados que permiten la efectiva trazabilidad de los equipos. Las funciones del Verificador de equipos de medición están limitadas a lo siguiente: [23]

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

Los nuevos sistemas de medición a ser implementados en el SEE (Sector Eléctrico Ecuatoriano), deberán cumplir con el protocolo de comunicación IEC-870-5/102 o con aquellos que actualmente están disponibles en el concentrador primario instalado en el CENACE. [23]

3.4.3. Especificaciones técnicas de los elementos del alimentador

Tabla 3

Características del transformador de potencia de la subestación Ajaví

Parámetro	Característica
-----------	----------------



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

Nota. Adaptado de los datos de placa del transformador ubicado en la subestación [24].

Tabla 4

Características técnicas del alimentador Ajaví Nro. 2

Nro. Acometidas Aéreas	1562
Nro. Acometidas Subterráneas	31
Nro. Medidores	4318
Longitud ramal monofásico	2,53 Km
Longitud ramal bifásico	0 Km
Longitud ramal trifásico (Km)	6,4
Nro. Transformadores monofásicos	78
Nro. Transformadores trifásicos	54
Potencia de transformadores monofásicos (MVA)	2,37
Potencia de transformadores trifásicos (MVA)	4,37
Nro. Luminarias	672
Tipo de conductor	ACSR
Calibre de conductor (MCM)	336,4

Nota. Adaptado de los datos proporcionados por el área de GIS [25]

3.4.4 Modelación del alimentador en bajo voltaje

Para la modelación del alimentador en bajo voltaje se realizó una recopilación de datos del mismo, luego se procedió a la modelación en el programa CYME, los datos utilizados para esta modelación son:

- Tipo de conductor
- Calibre de conductor



- Espaciamiento entre conductores
- Niveles de voltaje
- Longitud, secciones, fases, tipo y ubicación de conductores
- Capacidad de transformadores de distribución
- Tipo y potencia nominal de las luminarias
- Datos de energía facturada

Para la modelación de las redes en bajo voltaje se realizó primero una vista imbricada como se observa en la Fig.12, para lo cual se desconecta el transformador inicialmente conectado y se lo incorpora dentro de esta vista imbricada, para posteriormente conectarla a la red de medio voltaje; la red de bajo voltaje inicia en el lado secundario del transformador, como se muestra en la Fig. 13.

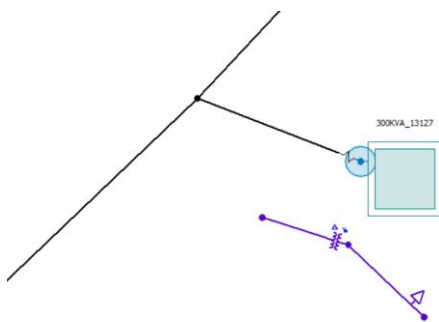


Fig. 12 Vista imbricada

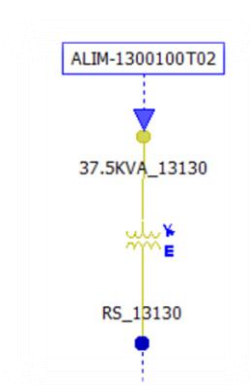


Fig. 13 Modelación de un transformador dentro de la vista imbricada

Posteriormente se procede a colocar la información del transformador como la zona que en este caso sería media tensión, el nombre y la fase a la cual se encuentra conectado, como se observa en la Fig. 14

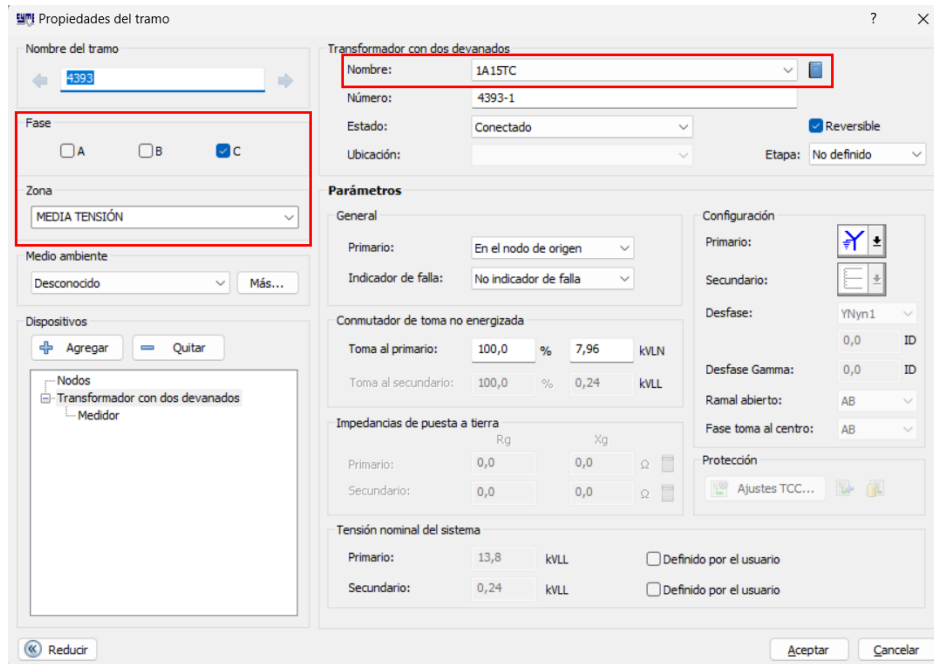


Fig. 14 Datos técnicos de un transformador

Se agregó posteriormente la red secundaria añadiendo un tramo con las especificaciones de zona que en este caso sería baja tensión, la fase en la que se encuentra, el tipo el cual sería configuración por fase, la longitud, el tipo de conductor tanto para la fase y el neutro y el espaciamiento entre conductores, como se observa en la Fig 15.

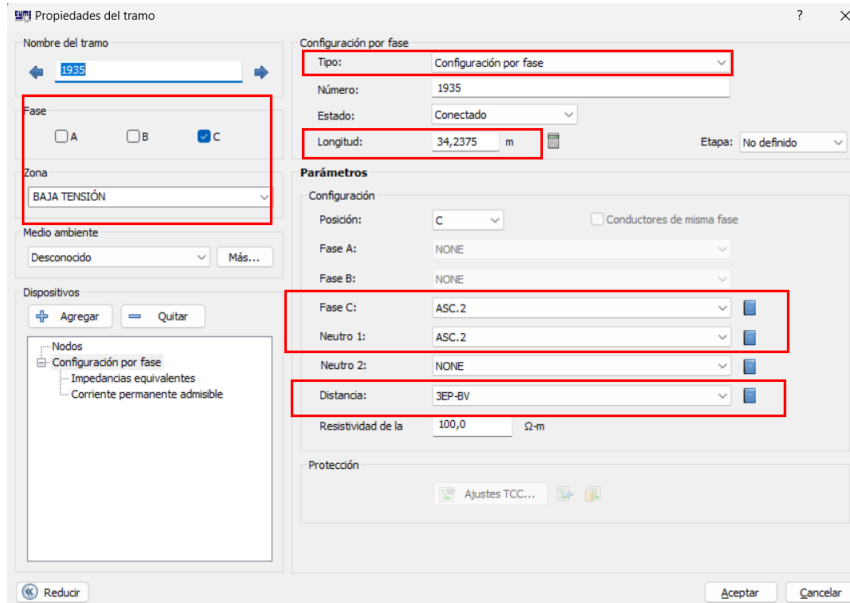


Fig. 15 Datos de una red secundaria

De manera similar, para las conexiones a las acometidas se eligió un tramo en la zona de bajo voltaje, su tipo que en este caso sería cable, longitud y tipo de conductor para la fase y el neutro, como se detalla en la Fig. 16. Para distinguir entre una red de bajo voltaje y una acometida, cada acometida se modeló como cable, es decir, como un conductor aislado, lo cual facilita diferenciar entre una red secundaria y una acometida.

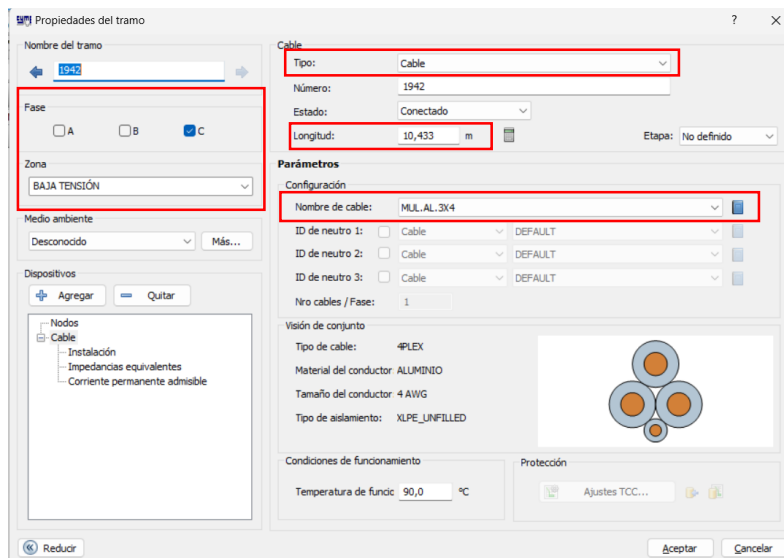


Fig. 16 Datos de una acometida



Para agregar las cargas se creó una red con las propiedades de tipo de baja tensión, el nombre en el cual se puso las iniciales AC y el número de medidor, el área, el nivel de voltaje y la región, como se muestra en la Fig. 17; posteriormente se agregó una carga para lo cual se colocó los datos de zona que en este caso fue bajo voltaje, la fase y el consumo, como se observa en la Fig. 18.

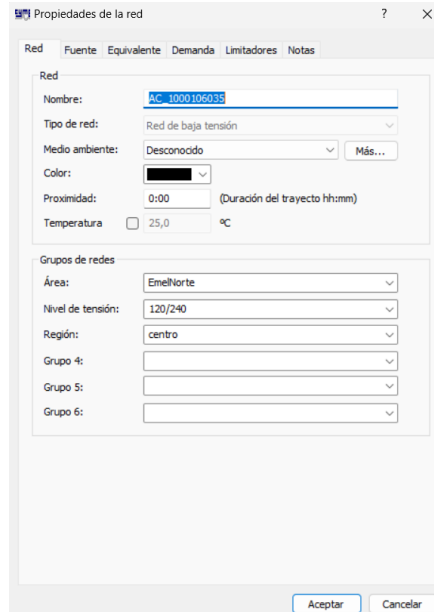


Fig. 17 Red para agregar la carga

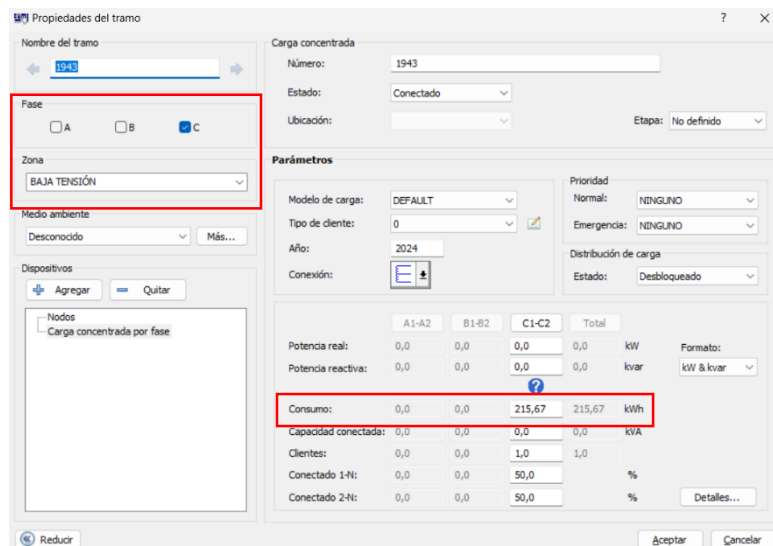


Fig. 18 Características de los medidores



En cuanto a los medidores, se considerará la marca y, basándose en su catálogo, se calcularán las pérdidas de potencia y energía en esta fase operativa, utilizando las ecuaciones descritas en el capítulo III.

Para el alumbrado público se lo hace de la misma forma que las cargas con la diferencia que en este caso no se crea una red si no que se conecta directamente la carga, se colocó la potencia real, el factor de potencia y el consumo de las luminarias como se muestra en la Fig. 19.

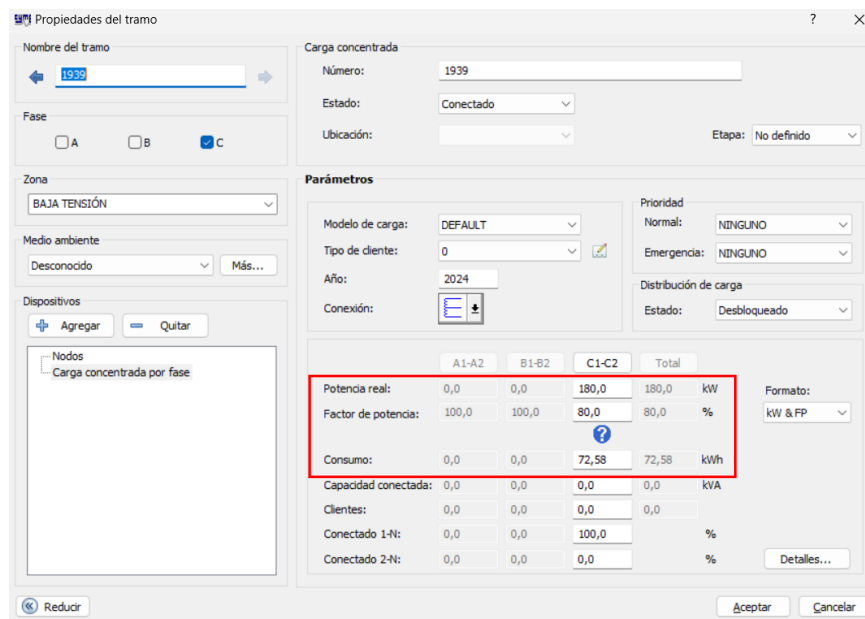


Fig. 19 Características de las luminarias

Para la obtención de pérdidas de potencia a demanda máxima se llevó a cabo una distribución de la carga con el objetivo de repartir la potencia medida en la cabecera del alimentador entre todas las cargas conectadas al mismo. Este proceso implica el análisis de los registros del sistema de medición, de donde se obtienen la demanda máxima, los voltajes de línea en porcentaje de la unidad, las corrientes de línea y los factores de potencia. Estos parámetros eléctricos se introducen en el programa Cymedist antes de realizar la distribución de carga como se muestra en la Fig. 20 y la Fig. 21.



Tensiones del equivalente de fuente

Nominal: kVLL Equilibrado

	A	B	C	
Servicio:	<input type="text" value="0,9922399"/>	<input type="text" value="1,0046031"/>	<input type="text" value="0,994597"/>	<input type="text" value="p.u."/> ▾
Ángulo:	<input type="text" value="0,0"/>	<input type="text" value="-120,0"/>	<input type="text" value="120,0"/>	ID Transf

Fig. 20 Tensiones del equivalente de fuente

Demanda

Ingresar la demanda de la red

Modelo de carga: Conectado

Tipo: Total

	A	B
A	<input type="text" value="100,86"/>	<input type="text" value="95,68"/>
B	<input type="text" value="83,48"/>	<input type="text" value="96,09"/>
C	<input type="text" value="101,51"/>	<input type="text" value="95,46"/>

Fig. 21 Demanda de la red

Para correr la distribución de carga se debió escoger el método de Newton Raphson Desequilibrado y activar la relajación de las restricciones en casos de no convergencia como se muestra en la Fig. 22 y Fig. 23, además se seleccionó las redes de estudio como se muestra en la Fig. 24, finalmente se ejecuta y se sacan los reportes necesarios para el estudio como lo son: reporte sumario, líneas y cables.

Análisis de flujo de carga

Configuración:

Parámetros Comandos Límites de carga Límites de tensión

Método de cálculo

Método:

Opciones de cálculo

Asumir la transposición de línea

Incluir la puesta en carga de la línea

Fig. 22 Método de cálculo

Relajación de las restricciones

Activar la relajación de las restricciones en casos de no convergencia

Desactivar todos los medidores aguas abajo

Desbloquear las cargas inicialmente bloqueadas

Convierta las demandas por fase en demandas totales

Aumentar la tolerancia a: %

Fig. 23 Relajación de restricciones

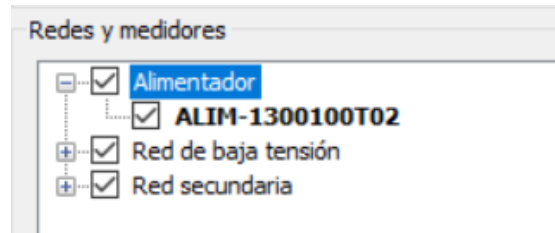


Fig. 24 Redes de estudio

3.4.5. Pérdidas de energía en el alimentador método Mentor Poveda

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

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

3.4.5.1. Pérdidas de energía en los alimentadores primarios

Del resultado de flujo de carga lo más relevante son las pérdidas de potencia a demanda máxima; para calcular las pérdidas de potencia en cada intervalo de 5 min se utilizó la siguiente formula: [26]

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

Donde:

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



$\cos\phi_i$: Factor de potencia en el intervalo i

$D_{RL-m\acute{a}x}$: Pérdidas de potencia en demanda máxima

La suma de la potencia de pérdidas en el intervalo considerado de 5 min multiplicado por la duración del intervalo de demanda permite calcular las pérdidas de energía mediante la siguiente ecuación: [26]

$$Perd_energ = \Delta t * \sum_{i=0}^{i=n} Ppot_Di \quad [2]$$

Donde:

$Perd_energ$: Pérdidas totales de energía

Δt : Duración del intervalo de demanda

$Ppot_Di$: Pérdidas de potencia en el intervalo i

Este método se lo puede utilizar para calcular las pérdidas de energía en líneas de Subtransmisión, alimentadores primarios, pérdidas resistivas en transformadores, alimentadores secundarios y acometidas. [26]

3.4.5.2. Pérdidas de energía en transformadores de distribución

El transformador tiene pérdidas resistivas debido a la circulación de corriente por sus devanados y pérdidas en el núcleo que provienen del fenómeno de la histéresis y por las corrientes de Foucault que se procuran reducir con el laminado del material. [27]

Las pruebas en vacío corresponden a las pérdidas en el núcleo a voltaje nominal y las pruebas de corto circuito proporcionan las pérdidas resistivas a plena carga. [27]

Para calcular las pérdidas resistivas en transformadores de distribución se determina inicialmente la demanda de pérdidas en cada uno de los intervalos mediante la fórmula [1] y para el cálculo de las pérdidas totales de energía se determinó las pérdidas de energía en cada intervalo multiplicado por la duración del intervalo de demanda mediante la fórmula [2]. [27]



Para calcular las pérdidas en el núcleo, debido a que estas no dependen de la carga, por lo que se multiplicó las pérdidas en vacío a demanda máxima por el número de horas en el mes obteniendo de esta manera las pérdidas de energía en el núcleo, de acuerdo a la siguiente fórmula: [27]

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

Donde:

Perd_energ_núcleo: Pérdidas de energía en el núcleo

Perd_núcleo_máx: Pérdidas de potencia en el núcleo en demanda máxima

Nro_días: Número de días del mes correspondiente

3.4.5.3. Pérdidas de energía en alimentadores secundarios

Igual que en alimentadores primarios se inició calculando las pérdidas resistivas de potencia a demanda máxima con base en la modelación digital. Para esto se requirió el tipo y tamaño de conductores, longitud de las secciones, ubicación de los usuarios, energía facturada a cada usuario, energía total en cada poste y espaciamiento entre conductores, para calcular las pérdidas de potencia en cada intervalo se utilizó la fórmula [1] y para calcular las pérdidas totales de energía se determinó las pérdidas de potencia en cada intervalo multiplicado por la duración del intervalo de demanda mediante la fórmula [2]. [28]

3.4.5.4. Pérdidas de energía en acometidas

Para el cálculo de las pérdidas en acometidas se requirió las pérdidas resistivas de potencia a demanda máxima obtenida de su modelación la cual requiere calibre de conductores, tipo de servicio, número de fases y longitudes; para calcular las pérdidas de potencia en cada intervalo se utilizó la fórmula (1) y para calcular las pérdidas totales de energía la fórmula [2]. [29]

3.4.5.5. Pérdidas de energía en medidores

En los medidores se consideró las pérdidas en la bobina de voltaje que se consideran constantes y las pérdidas de la bobina de corriente a demanda máxima y su relación cuadrática respecto de pérdidas potencia; para esto se requirió los catálogos de la mayoría de los medidores instalados para obtener valores promedio o típicos. [29]



Los medidores pueden ser electromecánicos, electrónicos e inteligentes por lo cual se los agrupo por tipo o por estratos de consumo de energía. [29]

3.4.5.6. Pérdidas en bobina de voltaje

Las pérdidas en la bobina de voltajes, al ser constantes se calculó de forma similar a las pérdidas del núcleo en transformadores de distribución esto es: [29]

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

Donde:

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

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

$Nro_días$: Número de días del mes correspondiente

3.4.5.7. Pérdidas en bobina de corriente

Las pérdidas en la bobina de corriente no dependen de la carga y para pérdidas de energía solo interviene el periodo de análisis en este caso mensual por lo cual estas se calcularon con la siguiente ecuación: [29]

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

Donde:

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

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

I_{dem_nom} : Corriente nominal

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

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



3.4.5.8. Pérdidas en alumbrado público

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

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

Donde:

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

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

f_{utili} : Factor de utilización (0,5) en alumbrado público

$Nro. días$: Número de días

3.4.6. Pérdidas de energía en el alimentador método de relación de factor de carga y factor de pérdidas

Matemáticamente el factor de carga se lo puedo obtener mediante la relación de la demanda promedio sobre la demanda máxima, las cuales se expresan en las mismas unidades por lo que el factor de carga es adimensional:

$$Fc = \frac{D_{prom}}{D_{máx}} \quad [7]$$

El factor de pérdidas puede expresarse en terminos del factor de carga de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$F_{pérd} = A * Fc + (1 - A) * Fc^2 \quad [8]$$

Segun la experiencia adquirida en los Estados Unidos de Norte America se estima que A puede tomar valores entre 0,2 a 0,3, si A es igual a 0,3 el factor de pérdidas se lo puede calcular con la siguiente ecuación:

$$F_{pérd} = 0,3Fc + 0,7Fc^2 \quad [9]$$



Con el factor de pérdidas y la potencia de pérdidas a demanda máxima que se obtiene mediante el flujo de carga se calcula la energía de pérdidas resistivas mediante la siguiente ecuación:

$$Ener_{pérd} = Fpérd * P_{pérd_{máx}} * T \quad [10]$$

Donde:

$Ener_{pérd}$:	Energía de pérdidas resistivas
$Fpérd$:	Factor de pérdidas
$P_{pérd_{máx}}$:	Potencia de pérdidas en demanda máxima
T :	Periodo

3.4.7. Pérdidas de energía en el alimentador método de Samuel Castaño

Las pérdidas son función de los cuadrados de la corriente las mismas que son calculadas en función del cuadrado de las demandas, el factor de pérdidas por lo tanto se lo obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$Fpérd = \frac{\sum Di^2 * h}{Dmáx^2 * T} \quad [11]$$

En donde:

$Fpérd$ =	Factor de Pérdidas
$\sum Di^2 * h$ =	Sumatoria de demandas en cada intervalo elevadas al cuadrado por h
h =	Duración del intervalo de demanda
$Dmáx$ =	Demanda Máxima
T =	Período

Una vez obtenido el factor de pérdidas, las pérdidas de energía se determinan multiplicando la potencia de pérdidas a demanda máxima por el factor de pérdidas y por el periodo al igual que la formula [10].



3.4.8. Pérdidas totales del alimentador

Para determinar las pérdidas totales en el alimentador se resta la energía registrada por el sistema de medición en la cabecera del alimentador menos la energía que registra los operadores comerciales en cada uno de los medidores; para determinar el porcentaje de pérdidas en cada una de las etapas funcionales se divide las pérdidas calculadas en cada una de las etapas para las pérdidas totales obteniendo de esta manera el porcentaje de pérdidas técnicas de energía por etapa funcional; las pérdidas no técnicas se las obtiene con la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas y su porcentaje se lo calcula con relación a las pérdidas totales.



CAPITULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS

En el presente capítulo se realizará un análisis de los resultados obtenidos mediante la modelación del alimentador Ajaví No.2 y la aplicación de los métodos explicados en el capítulo III, finalmente se realizará una evaluación completa de las pérdidas obtenidas por etapa funcional del alimentador en estudio.

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

Posteriormente a la modelación del alimentador Ajaví No.2, se obtuvieron las potencias de pérdidas por cada etapa funcional mediante la distribución de carga y la corrida de flujos; información que se la obtiene mediante reporte de resultados de pérdidas en el conductor, pérdidas en el cable, pérdidas en el cobre y en vacío del transformador, tanto en media como en bajo voltaje. Con el reporte de líneas y cables se obtuvo las pérdidas de potencia del alimentador en medio voltaje, en redes secundarias, en acometidas y en cable de alumbrado público mediante las características particulares como son: para pérdidas en medio voltaje se toma el voltaje de 13,8 kV y el conductor ACSR, para las redes en bajo voltaje se utiliza el voltaje es 240 V en redes monofásicas y 220 V en redes trifásicas; para determinar la potencia de pérdidas en redes secundarias se toma en cuenta que, el conductor utilizado es ASC, para acometidas se utiliza el conductor aislado (cable), en cable de alumbrado público se toma en cuenta que el conductor utilizado es el TW.CU.

Datos obtenidos de los reportes antes mencionados:

Tabla 5

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

PÉRDIDAS EN ALIMENTADOR PRIMARIO	
Línea aérea	16,32
Cable	0,41
Subtotal 1	16,72



PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES	
Pérdidas de carga del transformador	128,73
Pérdidas en vacío del transformador	20,18
Subtotal 2	148,90
PÉRDIDAS EN ALIMENTADOR SECUNDARIO	
Línea aérea	85,53
Subtotal 3	85,53
PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS	
Cable	85,54
Subtotal 4	85,54
PÉRDIDAS EN ALUMBRADO PÚBLICO	
Alumbrado público	2,59
Subtotal 5	2,59
Total	339,29

En la tabla 5 se clasifico las pérdidas por etapa funcional del alimentador, estos datos fueron obtenidos de los reportes antes mencionados.

4.2. Métodos aplicados

A continuación, se detallan los métodos utilizados para el cálculo de pérdidas de energía por etapa funcional del alimentador Ajaví No.2.

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

Para este método se debe calcular la potencia de pérdidas en cada uno de los intervalos, mediante la fórmula [1] como se muestra en el anexo 1; una vez obtenidas las potencias de pérdidas en cada uno de los intervalos la energía de pérdidas se la obtiene como la sumatoria de estas pérdidas multiplicado por la duración del intervalo de demanda.

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

$$Perd_{energ} = \left(\frac{5}{60}\right) * 66.168,2542$$

$$Perd_{energ} = 5514,02$$



El cálculo de pérdidas de energía en elementos resistivos se lo determina de la manera indicada en el método de Mentor Poveda para cada una de las etapas funcionales excepto las de vacío del transformador, las de medidores y las de alumbrado público general.

Utilizando respectivamente la fórmula [3] para pérdidas en vacío del transformador

$$Perd_{energ_{nucleo}} = Perd_{nucleo_{máx}} * Nro_{días} * 24$$

$$Perd_{energ_{nucleo}} = 20,18 * 29 * 24$$

$$Perd_{energ_{nucleo}} = 14.042,92$$

Utilizando la fórmula [4] y [5] para medidores se calcula individualmente las pérdidas de energía en la bobina de voltaje y en la de corriente, para tener las pérdidas totales se suman cada una de estas pérdidas calculadas.

Finalmente utilizando la fórmula [6] se determina las pérdidas de energía en el cable de alumbrado público.

$$Perd_{energía_{ap}} = Dem_{perd_{ap}} * f_{utili} * Nro_{días} * 24$$

$$Perd_{energía_{ap}} = 2,59 * 0,5 * 29 * 24$$

$$Perd_{energía_{ap}} = 900,79$$

Tabla 6

Resultado de pérdidas de energía por el método de Mentor Poveda

PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA			
ALIMENTADOR PRIMARIO	Pérd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	16,32	5.514,02	4,46
Cable	0,41	137,58	0,11
TRANSFORMADORES	Pérd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Cobre del transformador	128,73	43.501,54	35,15
Vacío del transformador	20,18	14.042,92	11,35



ALIMENTADOR SECUNDARIO	Pérd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	85,53	28.904,79	23,35
<hr/>			
ACOMETIDAS	Pérd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Cable	85,54	28.905,45	23,36
<hr/>			
MEDIDORES	Pérd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Pérdidas Bobina de voltaje	1,05	1.692,53	1,37
Pérdidas Bobina de corriente	0,89	165,88	0,13
<hr/>			
ALUMBRADO PÚBLICO	Pérd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Alumbrado público	2,59	900,79	0,73
<hr/>			
			%
Total		123.765,49	100,00

4.2.2. Cálculo de pérdidas de energía mediante el método de Samuel Ramírez Castaño

En este método se debe calcular inicialmente el factor de pérdidas utilizando la fórmula [11] y para el cálculo de la energía de pérdidas la fórmula [10], como se muestra en el anexo 2, esto para el cálculo de energía de pérdidas en elementos resistivos (conductores). Para esto se consideraron los siguientes datos:

Datos:

h: 5/60

Dmáx: 2173,61 kW

ΣDi^2 : 18.578.887.027,71 kW

Dmáx² : 4.724.601,06 kW

T: 696

Reemplazando los valores se obtuvo:

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

$$F_{pérd} = \frac{18.578.887.027,71 \text{ kW} * \left(\frac{5}{60}\right)}{4.724.601,06 \text{ kW} * 696}$$



$$F_{pérd} = 0,4708$$

$$E_{pérd} = F_{pérd} * T * P_{pérd} D_{máx}$$

$$E_{pérd} = 0,4708 * 696 * 16,32$$

$$E_{pérd} = 5346,9955$$

Para las pérdidas en vacío del transformador, en medidores y en alumbrado público, estas se las calcula de acuerdo a lo que se indica en la metodología de Mentor Poveda.

En la Tabla 7 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 7

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

PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA			
ALIMENTADOR PRIMARIO	Pérd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	16,32	5.347,00	4,44
Cable	0,41	133,41	0,11
TRANSFORMADORES	Pérd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Cobre del transformador	128,73	42.183,83	35,00
Vacío del transformador	20,18	14.042,92	11,65
ALIMENTADOR SECUNDARIO	Pérd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	85,53	28.029,23	23,26
ACOMETIDAS	Pérd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Cable	85,54	28.029,87	23,26
MEDIDORES	Pérd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Pérdidas Bobina de voltaje	1,05	1.692,53	1,40
Pérdidas Bobina de corriente	0,89	165,88	0,14
ALUMBRADO PÚBLICO	Pérd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Alumbrado público	2,59	900,79	0,75
			%
Total		120.525,46	100,00



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

Se determina inicialmente el factor de carga; este se lo obtiene dividiendo la demanda máxima sobre la demanda promedio, una vez obtenido el factor de carga se calcula el factor de pérdidas en función del factor de carga con la formula [9].

De los registros obtenidos del sistema de medición comercial en la cabecera del alimentador se puede obtener la demanda promedio y la demanda máxima, con esto datos se obtiene el factor de carga para posteriormente calcular el factor de pérdidas y con esto finalmente calcular la energía de pérdidas, como se muestra en el anexo 3.

Datos:

Dmáx: 2.173,61 kW

Dprom: 1.416,92 kW

T: 696 h

Reemplazando los valores se obtuvo:

$$F_c = \frac{D_{prom}}{D_{máx}}$$

$$F_c = \frac{1416,92 \text{ kW}}{2176,61 \text{ kW}} = 0,6519$$

$$F_{pérd} = 0,3(0,6519) + 0,7(0,6519)^2$$

$$F_{pérd} = 0,4930$$

Para el cálculo de la energía de pérdidas se utiliza la fórmula [10]

$$E_{pérd} = F_{pérd} * T * P_{pérd} D_{máx}$$

$$E_{pérd} = 0,4930 * 696 * 16,32$$

$$E_{pérd} = 5.599,01$$

Para las pérdidas en vacío del transformador, en medidores y en alumbrado público, estas se las calcula de acuerdo a lo que se indica en la metodología de Mentor Poveda.

En la Tabla 6 se detallan los resultados obtenidos:



Tabla 8

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

PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA			
ALIMENTADOR PRIMARIO	Pérd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	16,32	5.599,01	4,46
Cable	0,41	139,70	0,11
TRANSFORMADORES	Pérd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Cobre del transformador	128,73	44.172,00	35,22
Vacío del transformador	20,18	14.042,92	11,20
ALIMENTADOR SECUNDARIO	Pérd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Línea aérea	85,53	29.350,28	23,40
ACOMETIDAS	Pérd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Cable	85,54	29.350,95	23,40
MEDIDORES	Pérd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Pérdidas Bobina de voltaje	1,05	1.692,53	1,35
Pérdidas Bobina de corriente	0,89	165,88	0,13
ALUMBRADO PÚBLICO	Pérd-Dmáx (kW)	Epérd(kWh)	%
Alumbrado público	2,59	900,79	0,72
			%
Total		125.414,05	100,00

4.3. Resultados finales

A continuación, en la Tabla 9 se presentan los resultados obtenidos mediante las tres metodologías descritas en este trabajo de grado, observando que los valores no tienen una variación significativa.



Tabla 9

Comparación de resultados obtenidos

	Fcarga vs Fpérd	Samuel Castaño	Mentor Poveda
ALIMENTADOR PRIMARIO	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)	Epérd(kWh)
Línea aérea	5.599,01	5.347,00	5.514,02
Cable	139,70	133,41	137,58
TRANSFORMADORES			
Cobre del transformador	44.172,00	42.183,83	43.501,54
Vacío del transformador	14.042,92	14.042,92	14.042,92
ALIMENTADOR SECUNDARIO			
Línea aérea	29.350,28	28.029,23	28.904,79
ACOMETIDAS			
Cable	29.350,95	28.029,87	28.905,45
MEDIDORES			
Pérdidas Bobina de voltaje	1.692,53	1.692,53	1.692,53
Pérdidas Bobina de corriente	165,88	165,88	165,88
ALUMBRADO PÚBLICO			
Alumbrado público	900,79	900,79	900,79

4.4. Cálculo de pérdidas no técnicas del alimentador Ajaví No.2

Si a la energía medida en la subestación en la cabecera del alimentador primario se la denomina energía suministrada y la energía facturada a los clientes se les denomina energía registrada las pérdidas totales en el alimentador se las obtiene mediante la diferencia de la energía suministrada menos la energía registrada.

En el presente trabajo se utilizó tres metodologías para calcular la energía de pérdidas técnicas es decir las pérdidas resistivas en el alimentador de medio voltaje, en el cobre del transformador de distribución, en redes secundarias y en acometidas; las pérdidas en vacío del transformador de distribución, en los medidores y en cable de alumbrado público, al no depender de la corriente o



de la demanda en cada intervalo de tiempo, estas fueron calculadas de acuerdo a lo que se menciona en el método de Mentor Poveda.

Las pérdidas no técnicas por lo tanto se las obtiene mediante la diferencia de las pérdidas totales menos las pérdidas técnicas, a continuación, se presentan los resultados en cada una de las tres metodologías aplicadas.

Tabla 10

Pérdidas técnicas y no técnicas del alimentador Ajaví No.2

Factor de carga vs Factor de pérdidas		
Energía kWh		
Energía inyectada	985.868,75	
Energía consumida	712.836,63	Porcentaje
Pérdidas totales	273.032,12	100
Pérdidas técnicas	125.414,05	45,93
Pérdidas no técnicas	147.618,07	54,07

Samuel Castaño		
Energía kWh		
Energía inyectada	985868,7519	
Energía consumida	712.836,63	Porcentaje
Pérdidas totales	273.032,12	100
Pérdidas técnicas	120.525,46	44,14
Pérdidas no técnicas	152.506,66	55,86

Mentor Poveda		
Energía kWh		
Energía inyectada	985868,7519	
Energía consumida	712.836,63	Porcentaje
Pérdidas totales	273.032,12	100
Pérdidas técnicas	123.765,49	45,33
Pérdidas no técnicas	149.266,63	54,67



Conclusiones

- De las metodologías utilizadas se recomienda utilizar la del Ing. Mentor Poveda ya que utiliza los registros en cada uno de los intervalos de demanda para calcular la potencia y energía de pérdidas de forma más detallada.
- El cálculo de las pérdidas de energía en elementos resistivos requiere de la modelación del alimentador primario para determinar las pérdidas de potencia a demanda máxima en cada una de las etapas funcionales, mediante el reporte que proporciona el flujo de carga.
- Las pérdidas de energía no técnicas se las obtiene una vez identificadas las pérdidas totales y las técnicas por simple diferencia.



Recomendaciones

- EMELNORTE posee el módulo de perfiles de carga con el que se puede determinar las pérdidas considerando análisis horarios lo que permitiría calcular pérdidas de energía directamente sin utilizar el factor de pérdidas y las potencias de pérdidas a demanda máxima, esta metodología se la podría utilizar en un futuro trabajo de grado aprovechando las bondades de los programas de modelación que dispone la Empresa Eléctrica Regional Norte EMELNORTE S.A.



Anexos

Anexo 1

	A	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI
1											poveda			
2							5514,021184	137,575438	43501,53872	14,042,92	28904,78642	28905,4487	1801,570631	
3							Líneas aéreas en MV	cable en MV	Cobre en el trafo	vacio trafo	red BV	acometidas	Alumbrado público	
4														
5	Local Time				kW tot	PF sign tot								
2497	9/2/2024 15:35:00				2075,99	96,28	14,88549473	0,37113947				0,03053915	78,03232701	2,59
2498	9/2/2024 15:40:00				2069,16	96,19	14,81575679	0,369654769	116,8853358	20,18	77,66496925	77,66674872	2,59	
2499	9/2/2024 15:45:00				2092,96	96,19	15,16043217	0,378254458	119,604569	20,18	79,47177555	79,47359643	2,59	
2500	9/2/2024 15:50:00				2114,14	96,30	15,43319947	0,385060032	121,7565007	20,18	80,90163595	80,90348959	2,59	
2501	9/2/2024 15:55:00				2050,76	96,24	14,53880284	0,362744738	114,7003745	20,18	76,21316222	76,21490643	2,59	
2502	9/2/2024 16:00:00				2049,40	96,24	14,52051196	0,362288378	114,556073	20,18	76,11728049	76,1190245	2,59	
2503	9/2/2024 16:05:00				2081,90	96,10	15,02718175	0,374929846	118,553322	20,18	78,77326993	78,7750748	2,59	
2504	9/2/2024 16:10:00				2057,04	96,11	14,66729186	0,365950553	115,7140576	20,18	76,88670835	76,88846999	2,59	
2505	9/2/2024 16:15:00				2092,86	96,19	15,158688	0,378210941	119,5908087	20,18	79,46263251	79,46445318	2,59	
2506	9/2/2024 16:20:00				2088,85	96,47	15,0135085	0,374588696	118,4454502	20,18	78,70159404	78,70339727	2,59	
2507	9/2/2024 16:25:00				2101,72	96,19	15,28674256	0,381405916	120,6010643	20,18	80,13390121	80,13573726	2,59	
2508	9/2/2024 16:30:00				2141,72	96,28	15,84589941	0,395356942	125,0123972	20,18	83,06503055	83,06693375	2,59	
2509	9/2/2024 16:35:00				2173,61	96,29	16,31685726	0,407107392	128,73	20,18	85,53	85,54	2,59	
2510	9/2/2024 16:40:00				2142,02	96,45	15,79147589	0,393999069	124,583036	20,18	82,77973961	82,78163628	2,59	
2511	9/2/2024 16:45:00				2136,08	96,47	15,70053638	0,391730118	123,8655907	20,18	82,30302997	82,30491571	2,59	
2512	9/2/2024 16:50:00				2107,92	96,42	15,30280563	0,381806692	120,72779	20,18	80,21810467	80,21994265	2,59	
2513	9/2/2024 16:55:00				2116,08	96,54	15,36379701	0,383827436	121,366752	20,18	80,64266571	80,64451342	2,59	
2514	9/2/2024 17:00:00				2094,97	96,80	15,0699424	0,375772177	116,8198684	20,18	78,95024498	78,95205339	2,59	
2515	9/2/2024 17:05:00				2103,09	96,67	15,15383299	0,378086808	119,5525963	20,18	79,4371823	79,43900238	2,59	
2516	9/2/2024 17:10:00				2076,57	96,53	14,81724957	0,369692014	116,8971127	20,18	77,67279449	77,67457414	2,59	
2517	9/2/2024 17:15:00				2084,29	96,55	14,92359884	0,37234544	117,7361296	20,18	78,23028288	78,23207531	2,59	
2518	9/2/2024 17:20:00				2028,26	96,65	14,10109392	0,351823852	111,2471756	20,18	73,91866925	73,92036289	2,59	
2519	9/2/2024 17:25:00				2077,74	96,68	14,78895205	0,368985988	116,6738663	20,18	77,52445743	77,52623369	2,59	
2520	9/2/2024 17:30:00				2079,94	96,64	14,83170874	0,370052772	117,0111848	20,18	77,74859019	77,75037158	2,59	
2521	9/2/2024 17:35:00				2107,32	96,69	15,20982381	0,379486785	119,9942324	20,18	79,73068911	79,73251592	2,59	
2522	9/2/2024 17:40:00				2056,19	96,72	14,47196776	0,361077195	114,1730953	20,18	75,86280925	75,86454744	2,59	

Anexo 2

	A	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ
1															
2				696	Sum(DI^2)	18578897027,71									
3					sum(DI^2*h)	1548240585,64									
4					Dmax^2	4724601,06									
5	Local Time				kW tot	PF sign c	DI^2	0,083333333							
2497	9/2/2024 15:35:00				2075,99	95,25	4309739,51	359144,96							
2498	9/2/2024 15:40:00				2069,16	95,28	4281418,70	356784,89							
2499	9/2/2024 15:45:00				2092,96	95,19	4380496,73	365041,39							
2500	9/2/2024 15:50:00				2114,14	95,11	4469594,71	372486,23							
2501	9/2/2024 15:55:00				2050,76	95,22	4205635,64	350469,64							
2502	9/2/2024 16:00:00				2049,40	95,11	4200050,97	350004,25							
2503	9/2/2024 16:05:00				2081,90	95,16	4334324,48	361193,71							
2504	9/2/2024 16:10:00				2057,04	94,97	4231420,75	352618,40							
2505	9/2/2024 16:15:00				2092,86	95,18	4380070,58	365005,88							
2506	9/2/2024 16:20:00				2088,85	95,37	4363294,73	363607,89							
2507	9/2/2024 16:25:00				2101,72	95,26	4417210,42	368100,87							
2508	9/2/2024 16:30:00				2141,72	95,12	4586978,03	382248,17							
2509	9/2/2024 16:35:00				2173,61	95,46	4724601,06	393716,76	16,31685726	0,407107392	128,73	20,18	85,53	85,54	2,59
2510	9/2/2024 16:40:00				2142,02	95,24	4586250,81	382354,23							
2511	9/2/2024 16:45:00				2136,08	95,10	4562946,44	380237,20							
2512	9/2/2024 16:50:00				2107,92	95,38	4443307,87	370275,66							
2513	9/2/2024 16:55:00				2116,08	95,38	4477801,10	373150,09							
2514	9/2/2024 17:00:00				2094,97	95,26	4388911,45	365742,62							
2515	9/2/2024 17:05:00				2103,09	95,45	4422998,19	368583,18							
2516	9/2/2024 17:10:00				2076,57	95,47	4312152,37	359346,03							
2517	9/2/2024 17:15:00				2084,29	95,71	4344255,81	362021,32							
2518	9/2/2024 17:20:00				2028,26	95,27	4113833,22	342819,44							
2519	9/2/2024 17:25:00				2077,74	95,31	4317013,61	359751,13							
2520	9/2/2024 17:30:00				2079,94	95,50	4326157,27	360513,11							
2521	9/2/2024 17:35:00				2107,32	95,52	4440809,19	370067,43							
2522	9/2/2024 17:40:00				2056,19	95,36	4227929,12	352327,43							

Anexo 3

Fperdidas	0,493020673	Factor de carga												
T	696	Líneas aéreas e cable en MV	Cobre en el trafico	vacio trafo	red BV	acometidas	Alumbrado público							
E.Pérdidas	5599,005376	139,6958029	44172,00098	-	29350,27798	29350,95047	888,2115655							
P.perd. Dmax	16,32	0,41	128,73	20,18	85,53	85,54	2,59							



Referencias bibliográficas

- [1] EMELNORTE, “INDICADORES COMERCIALES E INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO,” 2022.
- [2] F. A. Freire Reasco, “Estudio de pérdidas técnicas de energía eléctrica en la subestación San Gabriel de la empresa Eléctrica Regional Norte S. A.,” p. 90, 2019, [Online]. Available: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/9563>
- [3] R. Jiménez, T. Serebrisky, and J. Mercado, “Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe - Reporte del Banco Interamericano de Desarrollo,” *Banco Interam. Desarro.*, p. 42, 2014.
- [4] A. de R. y C. de E. y R. N. N. Renovables, “ESTADÍSTICA ANUAL Y MENSUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO 2022,” 2022.
- [5] S. Zamora and D. Leonardo, “Determinación de las pérdidas de energía en forma de calor de los conductores eléctricos revestidos con cobertura de vinilo de policloruro mediante termografía infrarroja,” *Esc. Super. Politécnica Chimborazo*, 2022, [Online]. Available: <http://dspace.esPOCH.edu.ec/handle/123456789/18162>
- [6] M. Ramírez and C. Villa, “ANÁLISIS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN A NIVEL DE 13.8 kV EN EL ALIMENTADOR 1 DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO PERTENECIENTE A ELEPCO S.A.,” UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI FACULTAD, 2019. [Online]. Available: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/6265>
- [7] F. Barrero, “Sistemas de energía eléctrica,” no. 1, pp. 1–14, 2023.
- [8] ARCERNNR, “Regulación Nro. ARCERNNR -001/2020: Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica,” *Resolución Nro. ARCERNNR-027/2021*, vol. 2020, pp. 1–74, 2023.
- [9] G. Aguirre and E. Toapanta, “APLICACIÓN DE ALGORITMOS GENÉTICOS PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE CONDENSADORES EN EL ALIMENTADOR PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL,” UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI FACULTAD, 2021.



- [10] C. J. M. Flores, I. N. R. Inderique, and M. C. E. Javier, “DISEÑO DEL NÚCLEO DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE DISTRIBUCIÓN PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS,” Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica Tesis, 2021. [Online]. Available: https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20.500.12394/10091/1/IV_FIN_109_TE_Flores_Inderique_Javier_2021.pdf
- [11] S. Becerra, “CONSTRUCCIÓN DE MÓDULO DIDÁCTICO DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES PARA EL LABORATORIO DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA CAMPUS SUR,” UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA DEL ECUADOR SEDE QUITO, 2020.
- [12] ARCONEL, “Resolución No. ARCONEL-006/2020,” pp. 1–58, 2020.
- [13] J. Torres, “Análisis de las pérdidas de energía eléctrica en las redes de distribución del sistema eléctrico SE0032 QUENCORO – CUSCO – ELECTRO SUR ESTE S.A.A.,” UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN AGUSTÍN DE AREQUIPA, 2019. [Online]. Available: <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/10788>
- [14] L. Córdova and G. Tibanquiza, “MODELO MATEMÁTICO DE APROXIMACIÓN CUADRÁTICA PARA EL FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN,” UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI, 2019. [Online]. Available: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/6265>
- [15] J. Paredes, “Reconfiguración de redes de distribución eléctrica para la minimización de pérdidas de potencia activa,” UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE Facultad, 2021. [Online]. Available: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/11241>
- [16] C. Tapia and M. Yuberth, “Estudio de la proyección de la demanda eléctrica de una empresa de crianza avícola y producción de alimento balanceado.,” 2019. [Online]. Available: http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-84865607390&partnerID=tZOtx3y1%0Ahttp://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=2LIMMD9FVXkC&oi=fnd&pg=PR5&dq=Principles+of+Digital+Image+Processing+fundamental+techniques&ots=HjrHeuS_
- [17] A. Iza, “Estimación De La Curva De La Demanda a Corto Plazo En Funcion De Una



- Onda Madre,” UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE QUITO, 2021.
- [18] Roberto Espinosa y Lara, “Sistemas de Distribución,” *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2013.
- [19] L. Riera, “PROPUESTA TÉCNICA PARA EL MEJORAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA PLANTA PROCESADORA DE PRODUCTOS LÁCTEOS ALPINA S.A. DEL CANTÓN MONTÚFAR,” UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE, 2022.
- [20] L. Calvo, “COMPARACIÓN DE DEMANDAS DE DISEÑO EN SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCIÓN - APLICACIÓN AL AREA URBANA DE QUITO,” 1980.
- [21] S. Ramírez, Redes de distribución de energía. 2009. [Online]. Available: http://www.bdigital.unal.edu.co/3393/1/958-9322-86-7_Parte1.pdf
- [22] P. B. Wordwide, “CYME - Software, Análisis de sistemas de distribución,” 2020. <https://www.cyme.com/es/software/cymdist/> (accessed Nov. 14, 2023).
- [23] E. Arconel, “RESOLUCIÓN No. ARCONEL-054/16 Regulación No. ARCONEL – 001/16,” pp. 1–20, 2016.
- [24] EMELNORTE, “Catálogo Equipos Emelnorte 2023,” pp. 1–23, 2023.
- [25] SISDAT, “Infraestructura Agosto 2023,” 2023.
- [26] M. Poveda, “Cálculo de pérdidas de energía en elementos resistivos.,” 2016.
- [27] M. Poveda, “transformadores,” 2016.
- [28] M. Poveda, “Cálculo de pérdidas en redes secundarias,” 2016.
- [29] M. Poveda, “Cálculo de pérdidas en acometidas y medidores,” 2016.