

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO

**“DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA MATEMÁTICA PARA LA
SELECCIÓN ECONÓMICA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y
EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS TOTALES EN UN CIRCUITO ELÉCTRICO AÉREO
DE BAJO VOLTAJE”**

Trabajo de grado presentado ante la Ilustre Universidad Técnica del Norte previo a la obtención del título de grado de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico.

AUTOR: Jonathan Armando Oñate Conejo

TUTOR: Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel Msc.

IBARRA – ECUADOR 2023



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

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:	100450935-0		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Oñate Conejo Jonathan Armando		
DIRECCIÓN:	Otavalo, Peguche, Calle Imbabura y Tahuantinsuyo		
EMAIL:	jaonatec@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:		TELÉFONO MOVIL:	0939702585
DATOS DE LA OBRA			
TÍTULO	DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA MATEMÁTICA PARA LA SELECCIÓN ECONÓMICA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS TOTALES EN UN CIRCUITO ELÉCTRICO AÉREO DE BAJO VOLTAJE		
AUTOR	Oñate Conejo Jonathan Armando		
FECHA	08/06/2023		
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO			
PROGRAMA	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO		
TÍTULO POR EL QUE ASPIRA	Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico		
DIRECTOR	Ing. Vásquez Villarruel Ramiro Mauricio MSc.		



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

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

2. CONSTANCIAS

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

Ibarra, a los 8 días del mes de junio de 2023

EL AUTOR:

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Jonathan Armando Oñate Conejo', written over a horizontal line.

Oñate Conejo Jonathan Armando



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS
APLICADAS

ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR

Ing. Mauricio Vásquez Msc.

ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR

Que el señor Oñate Conejo Jonathan Armando, con número de cédula 1004509350, ha trabajado bajo mi tutoría y después de haber examinado el trabajo de investigación certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de grado titulado **DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA MATEMÁTICA PARA LA SELECCIÓN ECONÓMICA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS TOTALES EN UN CIRCUITO ELÉCTRICO AÉREO DE BAJO VOLTAJE** para la obtención del título de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico.

Ing. Mauricio Vasquez MSc.

DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO

DEDICATORIA

Dedico este trabajo principalmente a Dios, por darme la fuerza necesaria para seguir avanzando y no quedarme estancado hasta lograr esta meta.

A mis padres, por brindarme su apoyo y ser un pilar fundamental en mi vida, enseñándome valores para ser una persona correcta, además de todo el cariño y el amor que me obsequian.

A mis hermanas y hermano, Johanna, Paola y Diego, por la confianza y el apoyo que me han dado a lo largo de mi vida para seguir adelante y no estancarme.

A mi novia, Diana Pineda, quien fue una de las personas más importantes en esta etapa de mi vida, gracias por sus consejos y apoyo que me ayudaron a cumplir una de mis metas en la vida.

A mis amigos, Jonathan Paredes y Jean Martínez, que me supieron guiar a lo largo de nuestra carrera universitaria, brindándome una mano amiga para no renunciar en los momentos más difíciles.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a la Universidad Técnica del Norte por abrirme las puertas y brindarme una oportunidad para mi formación profesional y también a todos los docentes pertenecientes a la carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico por compartir sus conocimientos y experiencia.

Agradezco a mi tutor el ingeniero Ramiro Vásquez por los conocimientos que me ha compartido durante la realización de este trabajo, además de su guía y apoyo, el cual fue de gran importancia para la culminación de este trabajo.

A mi padre, madre, hermano y hermanas por siempre acompañarme durante este largo camino, brindándome su apoyo moral y económico para no dejarme caer y llegar hasta este punto.

Agradezco a mi pareja, amigos y compañeros por todos los momentos inolvidables que compartimos dentro y fuera de las aulas.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CONTENIDO	
ÍNDICE DE CONTENIDO	VII
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	X
ÍNDICE DE TABLAS	X
ÍNDICE DE ECUACIONES	XIII
RESUMEN	XV
ABSTRACT	XVI
INTRODUCCIÓN	XVII
A. Problema	XVII
B. Formulación del problema	XVII
C. Justificación	XVII
D. Alcance	XVIII
E. Objetivos	XIX
E.1 Objetivo General	XIX
E.2 Objetivos Específicos	XIX
CAPÍTULO I	1
MARCO TEÓRICO	1
1.1 Sistemas de Distribución	1
1.1.1 Niveles de Voltaje	3
1.2 Subestaciones de Distribución	3
1.3 Redes de Medio Voltaje	4
1.4 Transformadores de Distribución	4

1.4.1	Partes de un Transformador	5
1.4.2	Principio de Funcionamiento	6
1.4.3	Tipos de Transformadores de Distribución	6
1.5	Red Aérea de Bajo Voltaje	9
1.5.1	Redes Desnudas	10
1.5.2	Redes Preensambladas	10
1.5.3	Acometidas	11
1.6	Pérdidas en Sistemas Eléctricos	11
1.6.1	Pérdidas No Técnicas	11
1.6.2	Pérdidas Técnicas	12
1.6.3	Pérdidas en Transformadores de Distribución.....	15
1.6.4	Pérdidas Técnicas en Redes de Bajo Voltaje.....	17
1.6.5	Pérdidas en Acometidas	18
1.6.6	Pérdidas de Potencia y Energía	18
1.6.7	Costos del Transformador Económico	19
CAPITULO 2.....		21
METODOLOGÍA PROPUESTA		21
2.1	Metodología Propuesta	21
2.1.1	Etapa 1: Pérdidas en Transformadores de Distribución	23
2.1.2	Etapa 2: Costos del Transformador Económico	28
2.1.3	Etapa 3: Selección y Cargabilidad del Transformador	36

2.1.4	Etapa 4: Cálculo de Pérdidas en Red Secundaria.....	48
CAPÍTULO 3.....		50
Aplicación De La Metodología Propuesta Para La Selección Del Transformador Económico		
.....		50
3.1	Circuito de Prueba.....	50
3.2	Etapa 1: Pérdidas en Transformadores de Distribución.....	52
3.3	Etapa 2: Costos del Transformador Económico	55
3.4	Etapa 3: Selección y Cargabilidad Óptima del Transformador.....	61
3.5	Etapa 4: Pérdidas en Circuito de Bajo Voltaje	63
3.6	Resultados, análisis y discusión	64
3.6.1	Comparativa Técnico-Económico Para El Estado Actual	70
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		72
4.1	CONCLUSIONES.....	72
4.2	RECOMENDACIONES	73
BIBLIOGRAFÍA.....		74
ANEXOS.....		79
ANEXO A	Consumos de Energía y Abonados del Circuito de Prueba	79
ANEXO B	Cálculo de la Demanda de Diseño (Método REA).....	88
ANEXO C	Cálculo Pérdidas en Redes Secundarias	93

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. 1 El Sistema de Distribución	2
Ilustración 1. 2 Transformador de Distribución	5
Ilustración 1. 3 Partes de un Transformador	5
Ilustración 1. 4 Transformador Tipo Poste	7
Ilustración 1. 5 Componentes de un Transformadore Tipo Poste	7
Ilustración 1. 6 Transformador Tipo Pad Mounted	8
<i>Ilustración 1. 7</i> Transformador Tipo Autoprotegido	9
Ilustración 1. 8 Pérdidas No Técnicas	12
Ilustración 1. 9 Pérdidas Técnicas	13
Ilustración 2. 1 Proceso Metodológico	22
Ilustración 2. 2 Costo vs Demanda Transformadores Monofásicos	38
Ilustración 2. 3 Costo vs Demanda Transformadores Trifásicos	44
Ilustración 3. 1 Ubicación Circuito de Prueba	50
Ilustración 3. 2 Datos de Entrada	61
Ilustración 3. 3 Resultado Transformador N°14297	62
Ilustración 3. 4 Costos Anuales del Transformador Instalado	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1 Calibre de Conductores	2
Tabla 1. 2 Límites Admisibles Caída de Voltaje	17
Tabla 2. 1 Potencias Nominales Transformadores Monofásicos	24
	X

Tabla 2. 2 Potencias Nominales Transformadores Trifásicos	25
Tabla 2. 3 Costos de Potencia y Energía	30
Tabla 2. 4 Costos de Transformadores Monofásicos y Trifásicos	32
Tabla 2. 5 Costos de Montaje de los Transformadores	34
Tabla 2. 6 Valores Mínimos de Costos para la Selección del Transformador Económico (Monofásicos)	40
Tabla 2. 7 Cargabilidad Óptima Transformadores Monofásicos	42
Tabla 2. 8 Valores Mínimos de Costos para la Selección del Transformador Económico (Trifásicos)	45
Tabla 2. 9 Cargabilidad Óptima Transformadores Trifásicos	47
Tabla 3. 1 Transformadores de Distribución del Circuito de Prueba	51
Tabla 3. 2 Demanda Máxima Coincidente Total Transformador N° 14297	53
Tabla 3. 3 Demanda Actual del Transformador N° 14297	53
Tabla 3. 4 Pérdidas Transformadores Circuito de Prueba	54
Tabla 3. 5 Tabla de Costos para cada Transformador del Circuito de Prueba	60
Tabla 3. 6 Cargabilidad Óptima para el Transformador Seleccionado N°1	63
Tabla 3. 7 Pérdidas en Redes Secundarias	63
Tabla 3. 8 Resultados Selección Transformador Económico Circuito de Prueba	64
Tabla 3. 9 Resumen técnico-económico del Estado Actual del Circuito de Prueba .	66
Tabla 3. 10 Resumen técnico-económico del Rediseño del Circuito de Prueba	67

Tabla 3. 11 Resumen Comparativo del Estado Actual y el Rediseño del Circuito de Prueba	68
Tabla 6. 1 Consumo Promedio de Energía por Suministro Eléctrico	79
Tabla 6. 2 Consumo de Energía por Poste	83
Tabla 6. 3 Consumo Total de Energía por Transformador.....	85
Tabla 6. 4 Consumo de Energía de Alumbrado Público por Poste	85
Tabla 6. 5 Consumo de Energía Total de Alumbrado Público por Transformador ...	86
Tabla 6. 6 Número de Abonador por Poste	87
Tabla 6. 7 Total de Abonados por Transformador	88
Tabla 6. 8 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°: 14297	88
Tabla 6. 9 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°:14298.....	88
Tabla 6. 10 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°: 14300	89
Tabla 6. 11 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°: 14301	89
Tabla 6. 12 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°: 14302.....	89
Tabla 6. 13 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°: 14303.....	90
Tabla 6. 14 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°: 14304.....	90
Tabla 6. 15 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°: 14306.....	90
Tabla 6. 16 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°: 14307.....	91
Tabla 6. 17 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°: 14308.....	91
Tabla 6. 18 Demanda de Diseño de los Transformadores en estudio	92
Tabla 6. 19 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14297	93

Tabla 6. 20 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14298	94
Tabla 6. 21 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14300	96
Tabla 6. 22 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14301	98
Tabla 6. 23 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14302	99
Tabla 6. 24 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14303	100
Tabla 6. 25 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14304	101
Tabla 6. 26 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14306	102
Tabla 6. 27 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14307	103
Tabla 6. 28 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14308	104

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. 1 Factor de Pérdidas.....	14
Ecuación 1. 2 Pérdidas Potencia Sistema Monofásico.....	18
Ecuación 1. 3 Pérdidas Energía Sistema Monofásico	18
Ecuación 1. 4 Pérdidas Potencia Sistema Trifásico.....	18
Ecuación 1. 5 Pérdidas Energía Sistema Trifásico	18
Ecuación 2. 1 Pérdidas en Vacío para Transformadores Monofásicos	23
Ecuación 2. 2 Pérdidas en Vacío para Transformadores Trifásicos	24
Ecuación 2. 3 Pérdidas con Carga	25
Ecuación 2. 4 Pérdidas con Carga para cualquier condición.....	26
Ecuación 2. 5 Pérdidas Totales en los Transformadores	26
Ecuación 2. 6 Demanda de Diseño en transformadores.....	27

Ecuación 2. 7 Demanda Máxima Coincidente Total	28
Ecuación 2. 8 Factor A	28
Ecuación 2. 9 Factor B	28
Ecuación 2. 10 Costo total anual del valor presente de los costos anuales	29
Ecuación 2. 11 Costos de Pérdidas de Potencia	30
Ecuación 2. 12 Costos de Pérdidas de Energía	31
Ecuación 2. 13 Costo Anual de la Inversión	31
Ecuación 2. 14 Factor de Recuperación del Capital	32
Ecuación 2. 15 Costo Anual de Operación y Mantenimiento	33
Ecuación 2. 16 Costo Anual de Instalación	34
Ecuación 2. 17 Costos para Cualquier Condición.....	35
Ecuación 2. 18 Punto de intersección entre dos transformadores.....	36
Ecuación 3. 1 Corriente de Operación Sistema Monofásico	48
Ecuación 3. 2 Corriente de Operación Sistema Trifásico	48
Ecuación 3. 3 Pérdidas Efecto Joule Sistema Monofásico	49
Ecuación 3. 4 Pérdidas Efecto Joule Sistema Trifásico	49

RESUMEN

En la empresa eléctrica EMELNORTE S.A. en sus redes de distribución eléctrica se tienen circuitos monofásicos y trifásicos, los cuales suministran energía eléctrica a los consumidores por medio de los transformadores de distribución presentando pérdidas tanto en vacío como con carga, mismas que dependen de la potencia del transformador instalado y de la demanda existente, ambos, debido a una selección errónea de la capacidad a instalar. Con el presente trabajo de titulación se provee una solución a la problemática por medio de una metodología matemática propuesta desarrollada en el lenguaje de programación de Matlab, que consiste en la Selección Económica de los Transformadores de Distribución, para ello se desarrolla cuatro etapas, en la Primera etapa se realiza los cálculos de las pérdidas fijas que son las pérdidas en el hierro o en vacío y las pérdidas variables que son las pérdidas en el cobre o con carga que existen en los transformadores de distribución, la Segunda etapa consiste en un análisis económico de costos de inversión, costos de instalación, costos de operación que abarca los costos de pérdidas de potencia (costos de pérdidas en vacío y costos de pérdidas con carga) y costos de pérdidas de energía (costos de pérdidas en vacío y costos de pérdidas con carga), en la Tercera etapa se optimiza los costos vs demanda del transformador con la finalidad de seleccionar el transformador más económico y finalmente una Cuarta Etapa donde se calculan las pérdidas por efecto Joule en la red secundaria, para comprobar su utilidad se aplica en un circuito de prueba. Como lo menciona el Plan Maestro de Electricidad 2018-2027 es necesario elegir proyectos que contribuyan a alcanzar los resultados de la expansión y mejoras de la distribución con metas de reducción de pérdidas, por lo que con lo antes expuesto se procede al desarrollo del presente trabajo de titulación, los resultados arrojados muestran una reducción de 25.85% de los costos técnico-económicos, con esto se demuestra que la metodología propuesta es una herramienta rentable para la selección económica de los transformadores de distribución, generando beneficios técnico-económicos tanto para la empresa eléctrica como al usuario final.

Palabras Clave: Selección, costos, pérdidas, transformador, económico.

ABSTRACT

EMELNORTE S.A. has single-phase and three-phase circuits in its electrical distribution networks, which supply electrical energy to consumers through distribution transformers, with losses both in no-load and loaded conditions, which depend on the power of the transformer installed and the existing demand, both due to an erroneous selection of the capacity to be installed. This degree work provides a solution to the problem by means of a proposed mathematical methodology developed in the Matlab programming language, which consists of the Economic Selection of Distribution Transformers, for which four stages are developed, in the First stage the calculations of the fixed losses that are the losses in the iron or in vacuum and the variable losses that are the losses in the copper or with load that exist in the distribution transformers, the second stage consists of an economic analysis of investment costs, installation costs, operating costs covering power loss costs (no-load loss costs and load loss costs) and energy loss costs (no-load loss costs and load loss costs). In the third stage, the costs vs. transformer demand are optimised in order to select the most economical transformer, and finally a fourth stage where the Joule effect losses in the secondary network are calculated, which is applied in a test circuit to check its usefulness. As mentioned in the Electricity Master Plan 2018-2027, it is necessary to choose projects that contribute to achieving the results of the expansion and improvement of distribution with loss reduction goals, so with the above mentioned, we proceed to the development of this degree work, the results show a reduction of 25.85% of the technical-economic costs, thus demonstrating that the proposed methodology is a cost-effective tool for the economic selection of distribution transformers, generating technical-economic benefits for both the electric company and the end user.

Keywords: Selection, costs, losses, transformer, economic.

INTRODUCCIÓN

A. Problema

La falta de una metodología matemática para la selección técnica económica de la cargabilidad adecuada de los transformadores, ocasiona una errónea selección de la capacidad de estos, lo que ocasiona un incremento en las pérdidas.

Los planes de expansión de cobertura eléctrica proyectan una cobertura del 97,99% para el año 2027, este crecimiento proyectado conlleva un incremento de las pérdidas inherente al aumento de equipos en la red eléctrica, debido a este crecimiento las pérdidas técnicas también deben ser reducidas a los mínimos posibles (MEER, 2018).

La existencia de pérdidas en el transformador trae consecuencias como: pérdidas económicas, además de la reducción de la vida útil del equipo, debido a sobre cargas que ocasionan un mal dimensionamiento del transformador. Cabe mencionar que un mal dimensionamiento del transformador también es ocasionado por la falta de una metodología matemática, que considere las pérdidas en el vacío (contantes) como las pérdidas con carga (varían en relación con la carga conectada), mismas que deben ser evaluadas económicamente considerando la instalación, operación y mantenimiento para determinar una solución adecuada técnica y económica.

B. Formulación del problema

¿Cómo desarrollar una metodología matemática para la selección económica de un transformador considerando costos de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas?

C. Justificación

Una inadecuada selección de la capacidad de los transformadores en un circuito de distribución causa un incremento de las pérdidas técnicas para la empresa distribuidora,

estas pérdidas son de mucha importancia, debido a la cantidad elevada de transformadores que se encuentran instalados en la red del área de concesión de EMELNORTE S.A., el cual consta de 14897 transformadores monofásicos y 2304 transformadores trifásicos (EMELNORTE, 2022).

Seleccionar la cargabilidad más adecuada de los transformadores es muy importante para la reducción de pérdidas provocadas por los transformadores que no trabajan en esta condición. Como lo menciona el (MEER, 2018) en el Plan Maestro de Electricidad 2018-2027, explica que es necesario elegir proyectos que contribuyan a alcanzar los resultados de la expansión y mejoras de la distribución con metas de reducción de pérdidas. Por esta razón, el presente trabajo desarrollará una metodología matemática con el cual permita evaluar las pérdidas, costos de inversión, operación y mantenimiento del transformador con el fin de seleccionar el transformador adecuado, evaluando también el ahorro económico, con la finalidad de validar los costos por reducciones de pérdidas en los transformadores. La metodología matemática para desarrollarse permitirá seleccionar la cargabilidad adecuada de los transformadores de distribución.

D. Alcance

Para la realización de este trabajo es necesario tener en cuenta las normativas de diseño aplicada por la empresa distribuidora EMELNORTE S.A., y la metodología aplicada por la distribuidora para el cálculo de demanda máxima diversificada para el dimensionamiento de los transformadores de distribución.

La realización de este trabajo estará basada en el desarrollo de una metodología matemática, que consiste en la selección de la cargabilidad adecuada de los transformadores de distribución de bajo voltaje, como también, evaluará el ahorro económico que traerá consigo la elección del transformador adecuado, esta metodología

considerará la evaluación de pérdidas, los costos de inversión, operación y mantenimiento de los transformadores monofásicos y trifásicos. La metodología propuesta podrá ser aplicada en el diseño de cualquier circuito monofásico o trifásico, actual o futuro, en configuración aérea o subterránea, radial o mallada. La función objetivo para la selección de la cargabilidad de los transformadores es evaluar los costos económicos de pérdidas técnicas, así como también evaluar costos de inversión, operación y mantenimiento de este.

Para la realización de la metodología matemática antes mencionada se hará uso de las variables de los costos económicos de pérdidas técnicas, costos de inversión, operación y mantenimiento del transformador.

E. Objetivos

E.1 Objetivo General

Desarrollar una metodología matemática para la selección de un transformador (monofásico y trifásico) de distribución considerando costos de instalación, operación, mantenimiento y pérdidas, para la selección económica.

E.2 Objetivos Específicos

1. Determinar las metodologías utilizadas para la selección del transformador.
2. Desarrollar la metodología matemática de selección de transformadores.
3. Determinar el ahorro económico de la selección del transformador mediante el uso de la metodología matemática desarrollada.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se detalla las definiciones y la normativa correspondiente que se aplica en el presente trabajo de titulación.

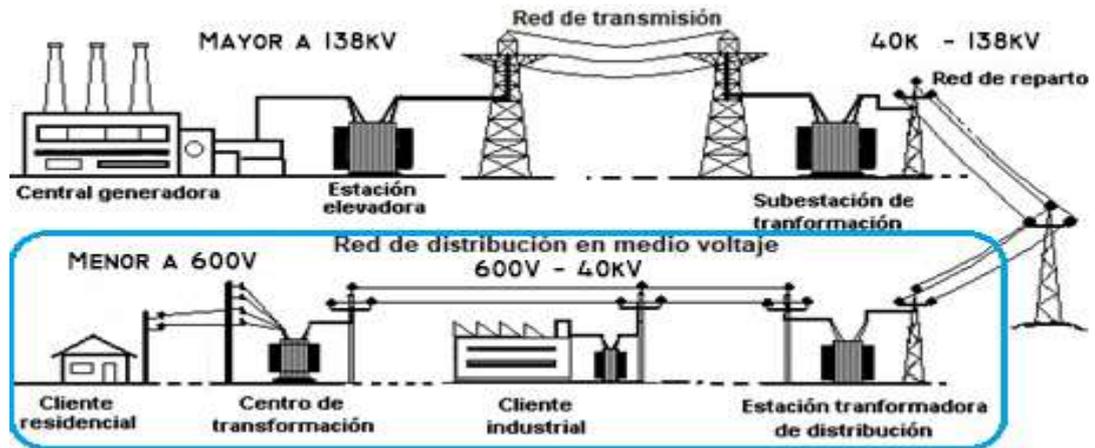
1.1 Sistemas de Distribución

(Ilumitaxi, 2022) lo define como un conjunto de elementos que tiene como función principal el transporte y distribución de la energía desde una subestación eléctrica hacia el usuario final. La distribución de la energía eléctrica incluye líneas de distribución primaria, transformadores de distribución, líneas de distribución secundaria, acometidas y finalmente medidores.

En la **Ilustración 1. 1** se puede observar los elementos que conforman un sistema de distribución (contenidos en el cuadro celeste), iniciando en la Estación Transformadora de Distribución que transporta la energía hacia las Subestaciones de Distribución para posteriormente transmitir la energía por medio de Líneas o Troncales principales, a continuación se tiene los transformadores de distribución que disminuyen el voltaje de acuerdo a la aplicación que se requiera para finalmente transportar la energía por líneas de bajo voltaje hasta el usuario final.

Ilustración 1. 1

El Sistema de Distribución



Nota. En la ilustración se puede observar las etapas de un Sistema Eléctrico de Potencia y sus niveles de voltaje. Adaptado de Situación de los Centro de Transformación (CT) en el sistema eléctrico (p.18), por M. Rodríguez, 2020, <https://www.sintesis.com/data/indices/9788413570051.pdf>

En la normativa de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A se detalla los calibres de los conductores como se puede observar en la **Tabla 1. 1** a nivel de medio voltaje que se deben considerar para nuevos proyectos así también para readecuaciones de redes de distribución existentes, con la finalidad de obtener una adecuada coordinación de protecciones y minimización de caídas de voltaje, pérdidas e interrupciones (EMELNORTE, 2016). En la **Tabla 1. 1** se detalla la configuración de los conductores.

Tabla 1. 1

Calibre de Conductores

Calibres de conductores

Troncal principal y derivación primaria: Conductor ACSR 3/0

Derivación secundaria: Conductor ACSR 2/0

Fuente: (EMELNORTE, 2016a)

1.1.1 Niveles de Voltaje

En las diferentes etapas del sistema eléctrico (generación, transmisión, subtransmisión y distribución) se utilizan diferentes niveles de voltaje, generalmente el nivel de voltaje más elevado se encuentra en el sistema de transmisión, que parten desde la generación y decrece conforme avanza hacia la distribución (Manrique, 2011)

Una de las obligaciones de las Empresas Eléctricas de Distribución del Ecuador es cumplir con los niveles de voltaje que se encuentran establecidos por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad en la Regulación No. ARCONEL - 001/2022. En base a (ARCONEL, 2022) se definen a continuación:

- **Bajo Voltaje:** Voltaje menor o igual a 0,6 kV;
- **Medio Voltaje:** Voltaje mayor a 0,6 kV y menor o igual a 40 kV;
- **Alto Voltaje (Grupo 1 – AV1):** Voltaje mayor a 40kV y menor o igual a 138kV; y,
- **Alto Voltaje (Grupo 2 – AV2):** Voltaje superior a 138 kV.

1.2 Subestaciones de Distribución

En las subestaciones de distribución se recibe el voltaje entregado a nivel de subtransmisión de 69kV y por medio de un transformador de potencia cambiar a un nivel de voltaje de 13.8 kV acuerdo a la necesidad del sistema de distribución por medio de los alimentadores primarios (Núñez, 2019).

1.3 Redes de Medio Voltaje

Como lo expresa (Ramírez, 2009) las redes de medio voltaje inician su recorrido en las subestaciones de distribución, transportando la energía eléctrica por medio de alimentadores primarios para posteriormente reducirlos por medio de transformadores de distribución.

Según (M. Vásquez, 2019) para la empresa distribuidora EMELNORTE S.A los niveles de voltaje nominal de línea y de fase de los alimentadores son 13.800V/7.967V respectivamente, para posteriormente obtener niveles de voltaje menores a 600 V que usualmente son 120/240V para redes monofásicas y 127/220V para redes trifásicas los cuales son transmitidos a través de las redes eléctricas de bajo voltaje hacia el usuario final (MEER, 2011).

1.4 Transformadores de Distribución

Los transformadores de distribución son un componente fundamental en los sistemas de distribución eléctrica, es una maquina estática que transfiere energía eléctrica de un circuito de medio voltaje a otro circuito en bajo voltaje (L. Vásquez, 2013).

Los transformadores son utilizados en aplicaciones energéticas industriales, comerciales y residenciales, categorizadas como máquinas de pequeño y mediano tamaño de potencia.

Los transformadores de distribución deben estar energizados todo el tiempo por lo cual es necesario reducir las pérdidas en la etapa de diseño, con la finalidad de obtener la máxima eficiencia ante cargas bajas (L. Vásquez, 2013).

En la **Ilustración 1. 2** se observa un transformador de distribución, este equipo se encarga de reducir nivel de voltaje.

Ilustración 1. 2

Transformador de Distribución



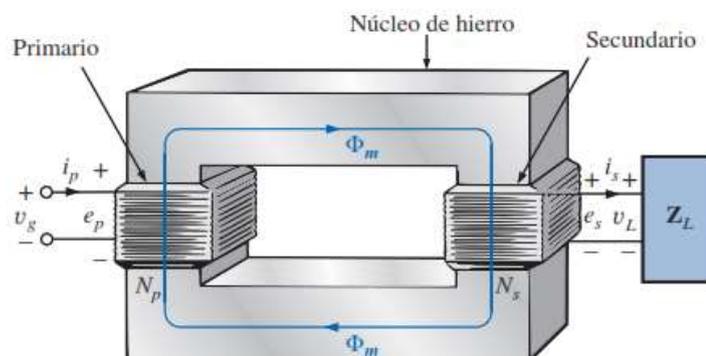
Nota. Adaptado de Transformador Monofásico Tipo Poste, por ECUATRAN, 2022, <https://www.ecuattran.com/es/portafolio/monofasico-tipo-poste-hasta-500-kva/>.

1.4.1 Partes de un Transformador

Un transformador se compone de las siguientes partes tal como se muestra en la **Ilustración 1. 3**.

Ilustración 1. 3

Partes de un Transformador



Nota. Adaptado de Introducción al análisis de circuitos Maquinas Eléctricas (p. 938), por R. Boylestad, 2004.

De acuerdo con la **Ilustración 1. 3** se puede describir las siguientes partes:

- Núcleo del transformador. – Es el encargado de proporcionar una vía controlada para el flujo magnético generado en el transformador.
- Devanados. - El transformador contiene dos devanados primario y secundario, se encuentran enrollados alrededor de un núcleo de hierro, la relación de vueltas de estos devanados indica la relación de transformación.

1.4.2 Principio de Funcionamiento

El principio de funcionamiento de un transformador es el fenómeno de la inducción electromagnética produciendo fuerza electromotriz por variación de flujo en un circuito estático o por corte de flujo en un circuito de movimiento (Orozco, 2018).

1.4.3 Tipos de Transformadores de Distribución

A continuación, se detallan algunos tipos de transformadores de distribución:

1.4.3.1 Transformador Tipo Poste.

Según (Peña & Prentice, 2010). Este tipo de transformadores suelen ser muy comunes en electrificaciones urbanas y rurales en configuración aérea, es instalado en poste o estructura similar, como se observa en la **Ilustración 1. 4** se tiene dos transformadores monofásicos montados en un poste.

Ilustración 1. 4

Transformador Tipo Poste



Nota. Adaptado de Instalación de los transformadores en los postes (p. 26), por H. Peña y J. Prentice, <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2195/12/UPS-GT000157.pdf>.

Por otra parte en la **Ilustración 1. 5** se puede observar las partes que componen un transformador de distribución monofásico tipo poste.

Ilustración 1. 5

Componentes de un Transformador Tipo Poste



Nota. Adaptado de Transformadores Tipo Poste, por NEWLINE, 2022, <https://corpnewline.com/transformadores-tipo-poste.htm>

1.4.3.2 Transformador Tipo Pad Mounted.

Este tipo de transformador mostrado en la **Ilustración 1. 6** es adecuado para electrificaciones subterráneas y diseñados para funcionar al aire libre es decir en exteriores, son montados sobre una base de concreto o cimentación (Moretran, 2022).

Ilustración 1. 6

Transformador Tipo Pad Mounted



Nota. Adaptado de Transformadores Pad Mounted Trifásicos, por MORETRAN, 2022, <https://www.moretran.ec/trifasico-padmouted/>

1.4.3.3 Transformador Tipo Auto Protegido.

En la (Maldonado & Cando, 2018).

Ilustración 1. 7 se muestra un transformador que desde su etapa de diseño contiene componentes de protección ante sobretensiones y sobrecargas, además posee elementos de aislamiento de la red eléctrica ante fallas internas o externas (Maldonado & Cando, 2018).

Ilustración 1. 7

Transformador Tipo Autoprotegido



Nota. Adaptado de Transformadores Autoprotegidos, por INMAELECTRO, 2022,
<http://www.inmaelectro.com/productos/weg/energia/generacion-transmision-y-distribucion-de-energia/507/transformadores-autoprotegidos/>

1.5 Red Aérea de Bajo Voltaje

De acuerdo con (Paredes, 2021) esta parte del sistema eléctrico de distribución está comprendido desde el bobinado secundario del transformador de distribución hasta el usuario final.

Sus estructuras se encuentran montadas sobre soportes aéreos en postes ubicados sobre el terreno. Los niveles de bajo voltaje usualmente son 120/240V para redes monofásicas y 127/220V para redes trifásicas (MEER, 2011).

Las redes de bajo voltaje al ser de tipo aéreo representan un nivel de inversión bajo, además de una baja confiabilidad, pero directamente ligado a un fácil mantenimiento. La empresa eléctrica EMELNORTE SA en su sistema de distribución dispone de redes aéreas desnudas y preensambladas.

1.5.1 Redes Desnudas

En esta configuración las líneas de bajo voltaje utilizan conductores desnudos siendo generalmente de aluminio y cobre, cumpliendo con las especificaciones eléctricas y mecánicas necesarias para la conducción de la energía eléctrica y su montaje en las estructuras de soporte aéreo, este tipo de configuración tiene como ventaja el fácil mantenimiento, mientras que es poco estético visualmente (M. Vásquez, 2019).

1.5.2 Redes Preensambladas

Son las redes de distribución que están configuradas por un conductor preensamblado. Estos tipos de conductores se caracterizan por estar constituidos por varios conductores trenzados, su identificación para las fases será identificadas por el número de nervaduras longitudinales que dispongan, a diferencia del neutro que no llevará ninguna nervadura (Cuenca, 2015).

Este tipo de configuración tiene como ventaja que es mejor estéticamente y disminuye el robo energía por terceros, por otro lado, la desventaja es su costo y peso.

1.5.3 Acometidas

Según (Proaño, 2014) se considera una acometida eléctrica a los conductores que se derivan desde la red de bajo voltaje del sistema de distribución de la empresa proveedora hasta el medidor de energía de cada abonado.

Para la instalación de las acometidas es necesario utilizar las especificaciones técnicas que se encuentran detalladas en el catálogo de las unidades de propiedad establecidas por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

1.6 Pérdidas en Sistemas Eléctricos

En los sistemas eléctricos están presentes las pérdidas de energía a lo largo de las etapas que lo componen representando su eficiencia, estas pérdidas hacen referencia a la diferencia de la energía disponible para el consumo y la energía facturada por las empresas distribuidoras (Jiménez et al., 2014).

Las pérdidas que se presentan en el transporte de la energía representan la eficiencia técnica del sistema eléctrico mientras que las pérdidas no técnicas representan la eficiencia operativa de las empresas distribuidoras (Jiménez et al., 2014).

En este punto se detalla la clasificación de las pérdidas existentes en sistemas de distribución eléctrica, tales como: pérdidas no técnicas y técnicas.

1.6.1 Pérdidas No Técnicas

Las pérdidas no técnicas generalmente se presentan en la red de bajo voltaje, es decir, la electricidad entregada pero no facturada a los usuarios entendiéndose, así como pérdidas financieras para la empresa distribuidora (Santamaría, 2008). A continuación, en la **Ilustración 1. 8** se muestra una clasificación de las pérdidas no técnicas.

Ilustración 1. 8

Pérdidas No Técnicas



Nota. Adaptado de Determinación de pérdidas de la red subterránea del alimentador 12 de noviembre de la subestación atocha y loreto, de la E.E.A.S.A, por F. Santamaría, 2008, <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/801/1/CD-1699%282008-10-07-10-55-44%29.pdf>

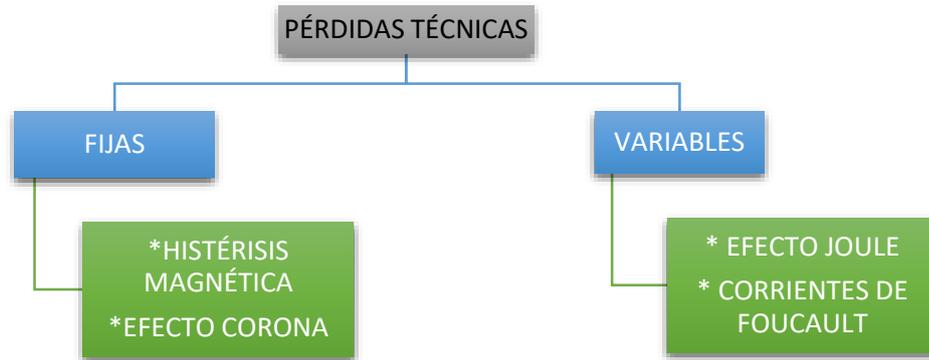
1.6.2 Pérdidas Técnicas

Las pérdidas técnicas presentadas en la **Ilustración 1. 9** se generan en el sistema eléctrico por la acción de fenómenos físicos y están presentes en los diferentes equipos, redes y elementos que forman parte del sistema de distribución siendo componentes necesarios para conducir y transformar la electricidad (Ochoa, 2010).

Se producen debido a la energía que no es posible utilizar, pero termina disipándose, estas pérdidas técnicas pueden ser reducidas.

Ilustración 1. 9

Pérdidas Técnicas



Nota. Adaptado de Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe, por R. Jiménez y T. Serebrisky, 2014, <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Electricidad-perdida-Dimensionando-las-p%C3%A9rdidas-de-electricidad-en-los-sistemas-de-transmisi%C3%B3n-y-distribuci%C3%B3n-en-Am%C3%A9rica-Latina-y-el-Caribe.pdf>

Este tipo de pérdidas son normales en una distribuidora de energía y no pueden ser eliminadas, pero si pueden ser reducidas a través de la mejora de la red.

1.6.2.1 Parámetros de Reducción de Pérdidas

Según (Chalá, 2012). las pérdidas técnicas pueden ser reducidas mediante la realización de las siguientes mejoras:

- Diagnóstico del estado actual del sistema
- Proyección de la carga
- Analizar la ubicación óptima de los transformadores y usuarios

- El aumento del área de la sección transversal de los conductores y líneas para cierta carga dada.
- Reconfigurar la red, es decir, proveer líneas más cortas hacia la demanda.
- Gestión de la demanda con el fin de reducir los picos en la red de distribución.

Los cálculos de determinación de pérdidas se los realiza con el factor de pérdidas con el fin de obtener valores más exactos, de acuerdo con (Orellana & Ramón, 2017) el factor de pérdidas se calcula con los valores de las pérdidas de potencia promedio y las pérdidas de potencia máxima tal como se muestra en la **Ecuación 1. 1**.

$$f_{perdidas} = \frac{P_{prom}}{P_{m\acute{a}x}} * 100$$

Ecuación 1. 1 Factor de Pérdidas

Donde:

fperdidas: Factor de pérdidas

Pprom: Pérdidas Promedio

Pmáx: Pérdidas Máximas

1.6.2.2 Pérdidas por Histéresis Magnética

Según (del Hoyo, 2005) estas pérdidas generan calentamientos en el material disipando energía, son provocadas por la diferencia de la energía transferida al campo magnético en el proceso de magnetización y desmagnetización.

1.6.2.3 Efecto Corona

(Buenaventura & Velásquez, 2011) lo definen como un fenómeno físico - eléctrico que se presenta en los conductores de las líneas de transmisión en niveles de alto voltaje y se manifiesta como un haz luminoso de color rojizo o azulado, este fenómeno se origina debido al alto voltaje que sobrepasa la rigidez dieléctrica del medio exterior que rodea al conductor (aire).

1.6.2.4 Corriente de Foucault

Este tipo de pérdidas según (Magos et al., 2016) se generan en los materiales que tienen grandes capacidades conductoras al momento en que se someten a una variación del flujo magnético, se crea un campo magnético opuesto al que está sometido causando un efecto resistivo formando calor.

1.6.2.5 Efecto Joule

Según (Pacori & Fernández, 2017) en los conductores eléctricos se origina un fenómeno físico en forma de calor (energía) debido al flujo de la corriente eléctrica, es directamente proporcional a la resistencia del conductor y al cuadrado de la Intensidad de la Corriente Eléctrica, por lo que parámetros importantes a considerar es la longitud y sección transversal del conductor.

1.6.3 Pérdidas en Transformadores de Distribución

En este punto se detallan las pérdidas que existen en el transformador, se clasifican en dos grupos: Pérdidas sin carga (en el Hierro) y Pérdidas con carga (en el Cobre).

Es importante mencionar que el fabricante debe cumplir los valores máximos admisibles de pérdidas con carga y sin carga que se encuentran normados en la Norma

Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2114:2004 (INEN, 2004a) para transformadores monofásicos y en la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2115:2004 (INEN, 2004b) para transformadores trifásicos. Para los estudios de pérdidas presentes en los transformadores de distribución según (Grijalva, 1998) se debe considerar hasta un 25% sobre la potencia nominal con la finalidad de no sobrecargar los transformadores.

1.6.3.1 Pérdidas sin carga (en el Hierro)

Las pérdidas existentes en el hierro del transformador son generadas debido a la corriente alterna que está sujeto el núcleo de hierro, generando calor dentro del núcleo al encontrarse sometido a un campo de magnetización (Maldonado & Cando, 2018).

Estas pérdidas están compuestas por: Pérdidas por Histéresis (causadas por el efecto de saturación y remanencia magnética del hierro) y Pérdidas por corrientes de Foucault (formadas en las chapas del núcleo debido a la variación alterna que posee el flujo magnético), causando variaciones en frecuencia y temperatura (Maldonado & Cando, 2018).

1.6.3.2 Pérdidas con carga (en el Cobre)

Estas pérdidas llegan a generarse debido a la impedancia del bobinado y varían según el flujo de corriente eléctrica existente en el transformador generando el Efecto Joule.

Según (Maldonado & Cando, 2018) en ciertos casos las pérdidas en el cobre al encontrarse a plena carga es posible que lleguen a ser casi el doble de las pérdidas existentes en el núcleo.

Es importante recalcar que mientras estas pérdidas sean menores la eficiencia del transformador será mayor, ya que estas pérdidas son consideradas como potencia

consumida de la red por el transformador y dicha potencia no puede ser aprovechada por el circuito de carga.

1.6.4 Pérdidas Técnicas en Redes de Bajo Voltaje

En el sistema de distribución debido al transporte de energía eléctrica se hacen presentes las pérdidas de Potencia Activa (Efecto Joule) y las Caídas de Voltaje (Paredes, 2021).

1.6.4.1 Pérdidas Potencia Activa

Estas pérdidas dependen de la corriente eléctrica de operación, la resistividad del material y la longitud de la red por tramo, en la Normativa de EMELNORTE se considera un Factor de Pérdidas Técnicas del 3.6% de la Demanda Máxima Diversificada en el Cálculo de la Demanda de Diseño en Transformadores (EMELNORTE, 2016).

1.6.4.2 Caída de Bajo Voltaje

En la normativa de EMELNORTE S.A se establece los límites admisibles de caída de voltaje para zonas Urbanas y Rurales mostrados en la **Tabla 1. 2**.

Tabla 1. 2

Límites Admisibles Caída de Voltaje

Caída de voltaje	
Urbano	Rural
3,5%	5%

Fuente: (EMELNORTE, 2016).

1.6.5 Pérdidas en Acometidas

En estas pérdidas se presentan desde el punto de conexión en la red de bajo voltaje y el medidor de energía del usuario final, varían en dependencia de la demanda consumida por cada usuario (Ochoa, 2010).

Se considera como primera prioridad a los consumidores con cargas más grandes (Industriales) debido a que sus conductores de acometida transportan corrientes de operación más altas en comparación a otras cargas menores (Residenciales).

1.6.6 Pérdidas de Potencia y Energía

De acuerdo con (Mena et al., 2010), las pérdidas se calculan por medio de las siguientes ecuaciones:

$$P_{po1f} = \frac{I^2 * R * L}{1000} \quad (W)$$

Ecuación 1. 2 Pérdidas Potencia Sistema Monofásico

$$P_{en1f} = \frac{I^2 * R * L}{1000} * f_{perdidas} * 8760 \quad (kWh)$$

Ecuación 1. 3 Pérdidas Energía Sistema Monofásico

$$P_{po3f} = \frac{3 * I^2 * R * L}{1000} \quad (W)$$

Ecuación 1. 4 Pérdidas Potencia Sistema Trifásico

$$P_{en3f} = \frac{3 * I^2 * R * L}{1000} * f_{perdidas} * 8760 \quad (kWh)$$

Ecuación 1. 5 Pérdidas Energía Sistema Trifásico

Donde:

$f_{perdidas}$: Factor de pérdidas.

P_{po1f} : Pérdidas de potencia en sistemas monofásicos en (W).

P_{en1f} : Pérdidas de energía en sistemas monofásicos en (kWh).

P_{po3f} : Pérdidas de potencia en sistemas trifásicos en (W).

P_{en3f} : Pérdidas de energía en sistemas trifásicos en (kWh).

I : Intensidad de corriente eléctrica en (A).

R : Resistencia del conductor eléctrico en (ohms/km).

L : Longitud del tramo en (km).

1.6.7 Costos del Transformador Económico

La selección del transformador económico, se basa en que los costos de inversión, costos de instalación, costos operativos (costos pérdidas de potencia – costos de pérdidas de energía) y costos de mantenimiento sean los mínimos para una determinada carga del transformador. La selección económica del transformador se determina usando el método del valor presente de flujos totales, dichos parámetros se detallan a continuación (Grijalva, 1998):

- Costo anual de pérdidas en potencia (USD-kW/mes).
- Costo anual de pérdidas en energía (USD-kWh).
- Costo anual de la inversión (USD).
- Costos de operación y mantenimiento (USD).
- Costo anual de la inversión (USD).

- Costo anual de la instalación (USD).

CAPITULO 2

METODOLOGÍA PROPUESTA

2.1 Metodología Propuesta

La Metodología propuesta se desarrolla en el lenguaje de programación de Matlab®, con el fin de proponer una solución al problema de optimización, se propone una metodología que consta de cuatro etapas, en la primera etapa se realiza los cálculos de las pérdidas fijas que son las pérdidas en el hierro o en vacío y las pérdidas variables que son las pérdidas en el cobre o con carga que existen en los transformadores de distribución, la segunda etapa consiste en un análisis económico de costos de inversión, costos de instalación, costos de mantenimiento y costos de operación que abarca los costos de pérdidas de potencia (costos de pérdidas en vacío y costos de pérdidas con carga) y costos de pérdidas de energía (costos de pérdidas en vacío y costos de pérdidas con carga), en la Tercera etapa se optimiza los costos respecto a la demanda del transformador con la finalidad de seleccionar el transformador económico y obtener el valor de cargabilidad óptima del transformador, finalmente en la cuarta etapa se realiza los cálculos de pérdidas en la red secundaria con el propósito de valorar las pérdidas totales en el circuito.

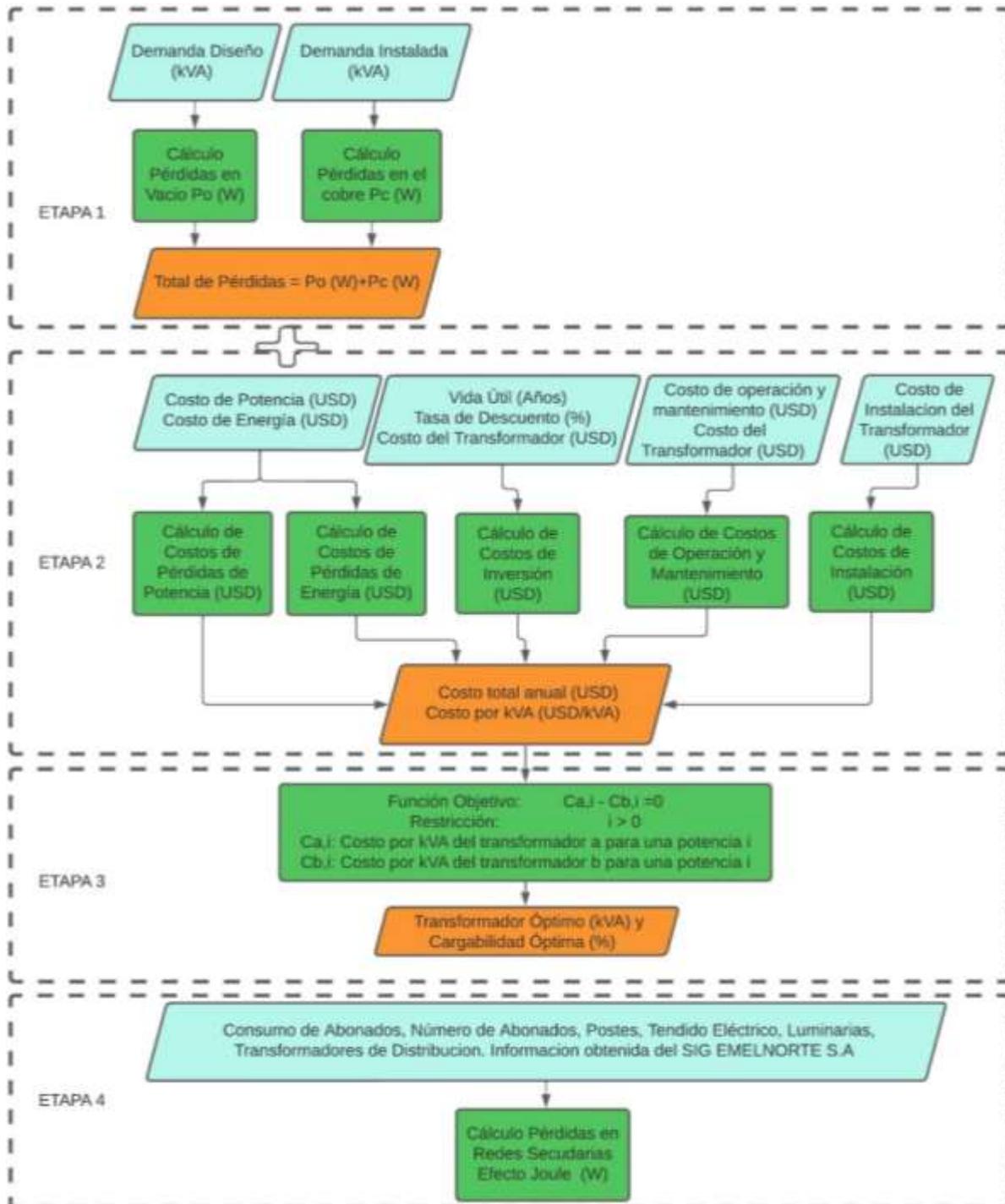
Para evaluar los resultados, en el Tercer Capítulo se utilizará esta metodología en una Red de Bajo Voltaje Aérea de prueba para realizar una comparativa técnica-económica de la red de prueba en el estado actual respecto al rediseño de la red tras aplicar la metodología de diseño propuesta.

En la **Ilustración 2. 1** se puede observar el proceso de la metodología propuesta, mediante los diagramas de flujo se representa el uso de la información, es decir, los bloques con color celeste indican los datos de entrada para la ejecución de los bloques de procesos que están de color verde y finalmente los bloques de color naranja indican los resultados de

los procesos, cabe mencionar que estos resultados a su vez también pueden ser datos de entrada para futuros procesos.

Ilustración 2. 1

Proceso Metodológico



Nota. **Autoría Propia**

2.1.1 Etapa 1: Pérdidas en Transformadores de Distribución

En los transformadores de distribución se presentan pérdidas fijas que son inherentes en el proceso de transformación de la energía eléctrica, se tienen las pérdidas en el hierro o pérdidas en vacío y las pérdidas en el cobre o pérdidas con carga.

2.1.1.1 Pérdidas en el Hierro o Pérdidas en vacío (P_o)

Como se menciona en el Capítulo 1 estas pérdidas están siempre presentes en los transformadores de distribución y para su cálculo se usarán los métodos establecidos en la NORMA TÉCNICA ECUATORIANA NTE INEN 2114:2004 (INEN, 2004a) para transformadores monofásicos y en la NORMA TÉCNICA ECUATORIANA NTE INEN 2115:2004 (INEN, 2004b) para transformadores trifásicos.

En la **Ecuación 2. 1** se muestra la formulación matemática para el cálculo de las perdidas en vacío para transformadores monofásicos con potencias nominales desde 3kVA hasta 167kVA.

$$P_o = 9,8033(P_n)^{0,7141} \quad (W)$$

Ecuación 2. 1 Pérdidas en vacío para Transformadores Monofásicos

Donde:

P_o : Pérdidas en vacío (W).

P_n : Potencia Nominal del Transformador (kVA).

En la **Ecuación 2. 2** se muestra la formulación matemática para el cálculo de las pérdidas en vacío para transformadores trifásicos con potencias nominales desde 15kVA hasta 150kVA.

$$P_o = 10,514(P_n)^{0,7486} \quad (W)$$

Ecuación 2. 2 Pérdidas en vacío para Transformadores Trifásicos

Donde:

P_o : Pérdidas en vacío (W).

P_n : Potencia Nominal del Transformador (kVA).

Las potencias nominales que se consideran en el desarrollo de esta metodología se muestran en la **Tabla 2. 1** para transformadores monofásicos y en la **Tabla 2. 2** para transformadores trifásicos.

Tabla 2. 1

Potencias Nominales Transformadores Monofásicos

Monofásicos
Potencia Nominal kVA
5
10
15
25
37,5
50
75

Fuente: **Autoría Propia**

Tabla 2. 2

Potencias Nominales Transformadores Trifásicos

Trifásicos
Potencia Nominal kVA
30
50
75
90
100
125
150

Fuente: **Autoría Propia**

2.1.1.2 Pérdidas en el Cobre o Pérdidas con carga (P_c)

Este tipo de pérdidas son causadas debido al efecto Joule y dependen directamente de la corriente que circula en el transformador, se las puede calcular mediante la **Ecuación**

2. 3.

$$P_c = R * I^2 \quad (W)$$

Ecuación 2. 3 Pérdidas con carga

Donde:

P_c : Pérdidas con carga (W).

R : Valor de Resistencia del conductor (ohms).

I ; Valor de la corriente de carga (A).

Para el desarrollo de esta metodología se usarán los métodos establecidos por la NORMA TÉCNICA ECUATORIANA mencionada en el apartado anterior, por lo que, mediante la **Ecuación 2. 4** se determinará los valores de pérdidas con carga para cualquier condición.

$$W_j = W_I * \left(\frac{S_j}{S_i}\right)^2 \quad (W)$$

Ecuación 2. 4 Pérdidas con carga para cualquier condición

Donde:

W_j : Pérdidas en el cobre para cualquier carga (W).

W_i : Pérdidas en el cobre para carga nominal (W).

S_j : Cualquier carga (kVA).

S_i : Carga Nominal (kVA).

Con lo anteriormente expuesto, haciendo uso de los scripts programables se obtienen los valores de pérdidas con carga. Una vez obtenidos los valores de pérdidas con carga en condiciones nominales, se procede a calcular los valores de pérdidas con carga para cualquier condición de carga dada.

Una vez obtenidos los valores de pérdidas en vacío P_o y con carga P_c para las diferentes potencias nominales se obtiene el total de pérdidas presentes en el transformador, su formulación matemática se detalla en la **Ecuación 2. 5**.

$$PerTot = P_o + P_c \quad (W)$$

Ecuación 2. 5 Pérdidas Totales en los Transformadores

Por otra parte, para conocer el valor de carga del transformador es necesario realizar una estimación de la demanda actual con la finalidad de calcular las pérdidas a ese valor de carga en el transformador, de acuerdo con (EMELNORTE, 2016b) la metodología de cálculo se basa en el Método de la REA que se encuentra descrito en la Metodología “Adecuación de Redes de Distribución, dimensionamiento de transformadores y método de cálculo de caídas de voltaje en redes secundarias de distribución” de la empresa eléctrica distribuidora EMELNORTE S.A.

2.1.1.3 Estimación de la Demanda de Diseño

Este método describe las demandas que se deben considerar para el cálculo de la demanda de diseño del transformador, en la **Ecuación 2. 6** se describe cada una de ellas.

$$DD = \left(\frac{DMC_{Total} + DAP + DPT}{fp} \right)$$

Ecuación 2. 6 Demanda de Diseño en transformadores

Donde:

DD: Demanda de Diseño del transformador en kVA.

DMC_{Total}: Demanda Máxima Coincidente Total en kW.

DAP: Demanda de Alumbrado Público en kW.

DPT: Demanda de Pérdidas Técnicas = 3.6%*DMC_{Total}* en kW.

fp: Factor de Potencia.

El valor de demanda máxima coincidente total se obtendrá por medio de la **Ecuación**

2. 7.

$$DMC_{Total} = (Factor A) * (Factor B)$$

Ecuación 2. 7 Demanda Máxima Coincidente Total

$$Factor A = N * (1 - 0,4N + 0,4 * (N^2 + 40)^{0,5})$$

Ecuación 2. 8 Factor A

$$Factor B = 0,005925 * \left(\frac{kWh}{mes}\right)^{0,885}$$

Ecuación 2. 9 Factor B

Donde:

DMC_{Total} : Demanda Máxima Coincidente Total en kW.

N : Número de abonados del circuito.

$\left(\frac{kWh}{mes}\right)^{0,885}$: Promedio de la suma de consumos de los abonados del circuito.

2.1.1.4 Pérdidas por kVA

Ahora, es necesario realizar un análisis de las pérdidas totales en el transformador para cada valor de la potencia del transformador con la finalidad de conocer la cargabilidad óptima del transformador en términos de pérdidas tanto en vacío como con carga.

2.1.2 Etapa 2: Costos del Transformador Económico

Para la selección del transformador Económico se deben considerar los siguientes costos anuales (Grijalva, 1998):

- Costo anual de pérdidas en potencia.
- Costo anual de pérdidas en energía.

- Costo anual de la inversión.
- Costo anual de operación y mantenimiento.
- Costo anual de instalación.

El costo total anual se calcula mediante la **Ecuación 2. 10**.

$$CAT(T) = Cp(T) + Ce(T) + CIT(T) + Com(T) + CIN(T)$$

Ecuación 2. 10 Costo total anual del valor presente de los costos anuales

Donde:

T: Tiempo de vida útil del transformador.

CAT(T): Costo total anual del año T (USD/año).

Cp(T): Costo anual de las pérdidas de demanda (USD/año).

Ce(T): Costo anual de las pérdidas de energía (USD/año).

CIT(T): Costo anual de inversión del transformador (USD/año).

Com(T): Costo de operación y mantenimiento (USD/año).

CINT(T): Costo anual de instalación del transformador (USD/año).

2.1.2.1 Costo anual de pérdidas en potencia *Cp(T)* y energía *Ce(T)*

En el INFORME TÉCNICO-ECONÓMICO DEL ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERÍODO ENERO-DICIEMBRE 2022 presentado por la ARCERNNR - Agencia de Regulación y Control de

Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR, 2021) determina los costos en función de la potencia en (USD/kW-mes) y costos en función de la energía en (USD/kWh) los cuales se encuentran detallados en la **Tabla 2. 3**, mismos que se deberán evaluar en un período de 1 año.

Tabla 2. 3

Costos de Potencia y Energía

Descripción	Punto de Entrega	Costo
Costo acumulado de potencia	Transformador	13.93 (USD/kW-mes)
Costo medio de venta por nivel de tensión	Promedio del Sistema	0.1088 (USD/kWh)

Fuente: (ARCERNNR, 2021).

Para obtener los costos anuales de pérdidas es necesario considerar las pérdidas en vacío y con carga, tanto para los costos de potencia como de energía, para ello tomar en cuenta que los costos de pérdidas de potencia tienen unidades en USD/kW-mes debiendo multiplicar por 12 para obtener el acumulado en un año tal como se detalla su formulación matemática en la **Ecuación 2. 11**, por otro lado, para los costos de pérdidas de energía tienen unidades en USD/kWh debiendo multiplicar por 8760 que es el número de horas que existen en un año como se indica en su formulación matemática en **Ecuación 2. 12** (Grijalva, 1998):

$$Cp(T) = (Po + Pc) * (Cp * 12) * T$$

Ecuación 2. 11 Costos de Pérdidas de Potencia

$$Ce(T) = (Po + Pc) * Ce * fper * 8760 * T$$

Ecuación 2. 12 Costos de Pérdidas de Energía

Donde:

T : Período de cálculo (anual).

$Cp(T)$: Costo anual de pérdidas de potencia (USD/kW-año).

$Ce(T)$: Costo anual de pérdidas de energía (USD/kWh-año).

Po : Pérdidas en vacío (W).

Pc : Pérdidas con carga (W).

Cp : Costo de potencia (USD/kW-mes).

Ce : Costo de la energía (USD/kWh).

$fper$: Factor de pérdidas.

2.1.2.2 Costo anual de la inversión $CIT(T)$

Para obtener el costo anual de inversión del transformador se debe considerar la compra del equipo que representa un costo de inversión inicial, su formulación matemática se muestra en la **Ecuación 2. 13** (Grijalva, 1998).

$$CIT(T) = CT * FRC(T)$$

Ecuación 2. 13 Costo Anual de la Inversión

$$FRC(T) = \frac{Td * (1 + Td)^n}{(1 + Td)^n - 1}$$

Ecuación 2. 14 Factor de Recuperación del Capital

Donde:

$FRC(T)$: Factor de recuperación de capital del transformador.

Td : Tasa de descuento (%).

CT : Costo del transformador (USD).

n : Vida útil (años).

El valor de la tasa de descuento considerada en esta metodología propuesta es de 12% (MEER, 2018), el tiempo de vida útil será de 25 años tal como lo dispone el Manual de Contabilidad para las empresas de distribución de energía eléctrica y otros servicios (MACEDEL) y los costos de adquisición de transformadores se obtienen del sistema financiero de EMELNORTE S.A, estos datos se muestran en la **Tabla 2. 4**.

Tabla 2. 4

Costos de Transformadores Monofásicos y Trifásicos

TRANSFORMADORES DISTRIBUCIÓN		
Potencia Nominal (kVA)	Tipo	Costo Transformador USD
5	Monofásico	946,40
10	Monofásico	1008,00
15	Monofásico	1031,52
25	Monofásico	1202,88
37,5	Monofásico	1456,00
50	Monofásico	1926,40

75	Monofásico	2352,00
30	Trifásico	1226,40
50	Trifásico	1432,48
75	Trifásico	1621,76
90	Trifásico	1962,24
100	Trifásico	1962,24
125	Trifásico	2276,96
150	Trifásico	2464,00

Fuente: Emelnorte S.A

2.1.2.3 Costo anual de operación y mantenimiento $Com(T)$

Se considera este costo ya que en el sistema eléctrico se realizan acciones operativas y de mantenimiento, para esta metodología se calculará con el 2% del costo de inversión del transformador (ARCERNNR, 2021). Su formulación matemática se detalla en la **Ecuación 2. 15**.

$$Com(T) = CT * OM * T$$

Ecuación 2. 15 Costo Anual de Operación y Mantenimiento

Donde:

$Com(T)$: Costo de operación y mantenimiento (USD).

CT : Costo inversión del transformador (USD).

OM : Valor de operación y mantenimiento (%).

T : Período de cálculo (anual).

2.1.2.4 Costo anual de instalación $CINT(T)$

Este costo es necesario amortizarlo durante el tiempo de vida útil del transformador, corresponde al valor de montaje del transformador multiplicado por el factor de recuperación del capital consiguiendo un valor constante para todos los años de vida útil (Grijalva, 1998). Su formulación matemática se detalla en la **Ecuación 2. 16**.

$$CINT(T) = CT_{mont} * FRC(T)$$

Ecuación 2. 16 Costo Anual de Instalación

Donde:

$CINT(T)$: Costo anual de instalación del transformador (USD).

CT_{mont} : Costo de montaje del transformador (USD).

$FRC(T)$: Factor de recuperación.

Los costos de montaje de cada transformador se obtienen del sistema financiero de EMELNORTE S.A detallados en la **Tabla 2. 5**.

Tabla 2. 5

Costos de Montaje de los Transformadores

TRANSFORMADORES DISTRIBUCIÓN		
Potencia Nominal (kVA)	Tipo	Costo de montaje (USD)
5	Monofásico	57,16
10	Monofásico	57,16
15	Monofásico	57,16
25	Monofásico	68,59

37,5	Monofásico	68,59
50	Monofásico	76,21
75	Monofásico	87,64
30	Trifásico	114,32
50	Trifásico	171,48
75	Trifásico	171,48
90	Trifásico	228,64
100	Trifásico	228,64
125	Trifásico	342,96
150	Trifásico	342,96

Fuente: EMELNORTE S.A

2.1.2.5 Costo Total Anual $CAT(T)$

Este costo es el correspondiente a la suma de los costos anuales anteriormente calculados, su formulación matemática se encuentra detallada en la **Ecuación 2. 10** descrita en el apartado 2.2.2 Etapa 2: Costos del Transformador Económico.

2.1.2.6 Costos por kVA

Ahora bien, para un análisis de costos más minucioso se realiza los cálculos de costos totales anuales $CAT(T)$ por kVA de los transformadores, con la finalidad de conocer el costo para los diferentes valores de cargabilidad de los transformadores.

En la **Ecuación 2. 16** se presenta su formulación matemática para los cálculos.

$$\text{Costo por kVA} = \frac{CAT(T)}{\% P_n}$$

Ecuación 2. 17 Costos para Cualquier Condición

Donde:

Costo por kVA: Costo anual total por cada kVA de potencia del Transformador.

CAT(T): Costo total anual del año T (USD/año).

% P_n : Cargabilidad del Transformador.

2.1.3 Etapa 3: Selección y Cargabilidad del Transformador

En esta sección se realiza un análisis de los Costos por kVA de todos los transformadores, con la finalidad de seleccionar el transformador económico para una determinada carga (Demanda de Diseño kVA).

Para la determinación del transformador económico se debe determinar el punto de cruce donde se intersecan las curvas de cada transformador mostradas en la **Ilustración 2. 2**, esto debido a que el punto de intersección indica el cambio de la cargabilidad entre un transformador y otro, es decir, hasta que demanda usar el un transformador y a partir de ese punto usar el otro transformador, en la **Ecuación 2. 18** se describe la formulación matemática para calcular el punto de intersección con la finalidad de optimizar de los costos de los transformadores y así poder seleccionar el transformador económico para el valor de carga deseado.

$$C_{a,i} - C_{b,i} = 0$$

Ecuación 2. 18 Punto de intersección entre dos transformadores

Sujeto a:

$$i > 0$$

Donde:

$C_{a,i}$: Costo por kVA del transformador a para una potencia i .

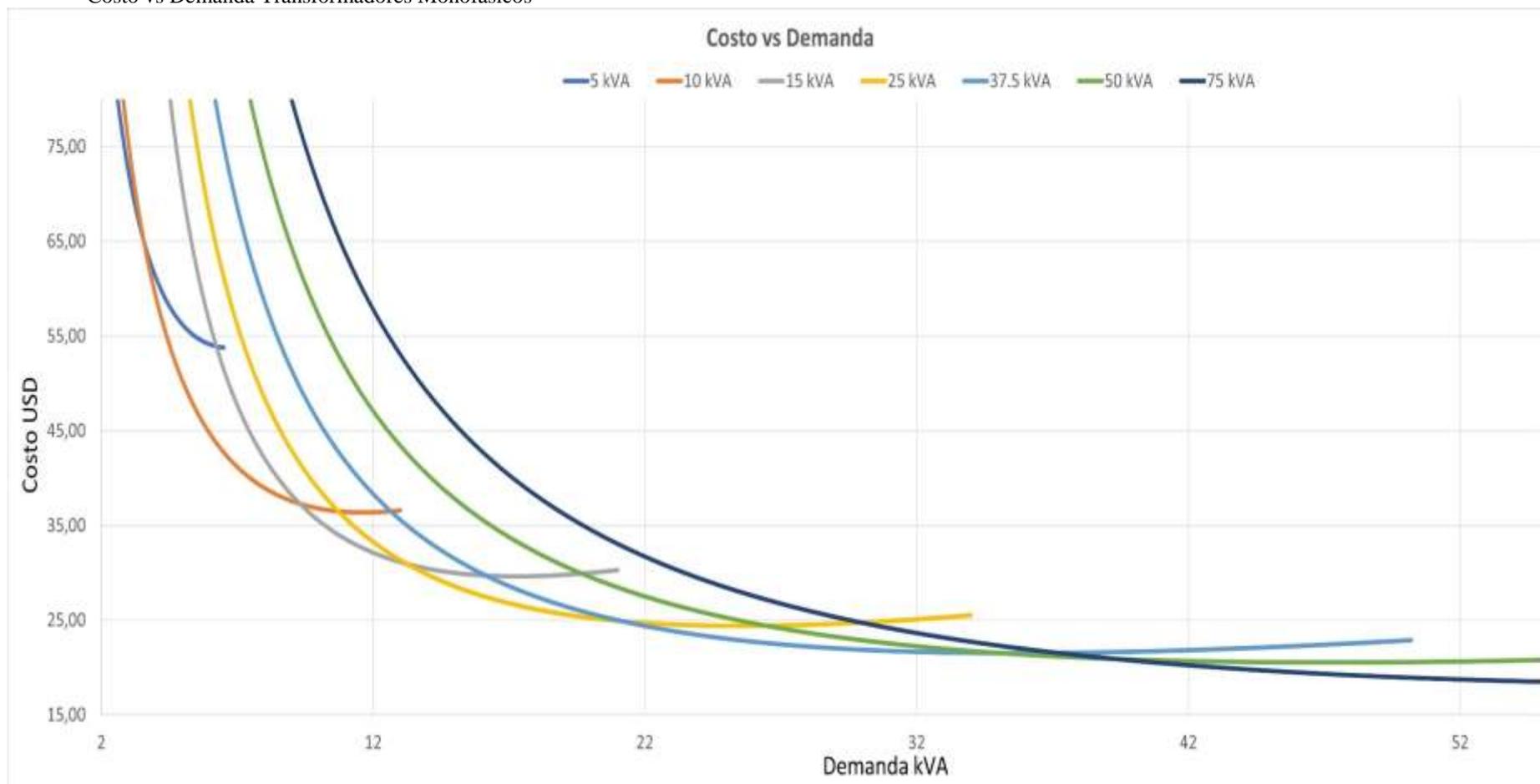
$C_{b,i}$: Costo por kVA del transformador b para una potencia i .

2.1.3.1 Selección Transformador Económico (Monofásicos)

En este apartado mediante la **Ilustración 2. 2** se muestran las curvas de Costos (USD) Vs Demanda (kVA) de cada uno de los transformadores monofásicos.

Ilustración 2. 2

Costo vs Demanda Transformadores Monofásicos



Nota. Autoría Propia

Teniendo en cuenta la .

Ilustración 2. 2 a simple vista se puede observar que la curva del transformador monofásico de 5kVA presenta un costo por demanda menor hasta un punto cercano a 3.5 kVA donde interseca con la curva del transformador monofásico de 10kVA, tras aplicar la función para encontrar el punto de intersección se puede concluir que el punto de equilibrio entre ambos transformadores es de 3.56 kVA, es decir que para cargas menores a este punto es más económicamente usar un transformador monofásico de 5kVA, pasado este valor es económico usar un transformador de 10kVA. Este proceso se repite para las siguientes curvas de los transformadores dependiendo del valor de la carga deseada (Demanda de Diseño en kVA).

En la **Tabla 2. 6** se presentan los valores de costos vs demanda de los transformadores monofásicos, para la determinación del transformador económico se tienen los valores marcados en las celdas de color rojo que representan el menor costo y se deben seleccionar de acuerdo al valor de demanda deseado, de esta manera se selecciona el transformador económico.

Tabla 2. 6

Valores Mínimos de Costos para la Selección del Transformador Económico (Monofásicos)

Demanda kVA	5kVA	10kVA	15kVA	25kVA	37,5kVA	50kVA	75kVA
1	185,61	214,42	236,35	296,06	370,92	473,53	596,48
1,1	169,52	195,23	215,04	269,24	337,26	430,53	542,28
1,2	156,17	179,27	197,31	246,91	309,21	394,69	497,12
1,3	144,94	165,79	182,31	228,01	285,49	364,38	458,90
1,4	135,37	154,25	169,47	211,83	265,16	338,39	426,15
1,5	127,14	144,28	158,36	197,81	247,54	315,88	397,77
1,6	119,98	135,57	148,65	185,54	232,14	296,18	372,94
1,7	113,71	127,90	140,09	174,73	218,54	278,80	351,03
1,8	108,19	121,11	132,49	165,12	206,46	263,36	331,55
1,9	103,29	115,04	125,71	156,53	195,66	249,54	314,13
2	98,92	109,60	119,61	148,81	185,94	237,11	298,45
2,1	95,00	104,69	114,10	141,82	177,15	225,86	284,27

2,2	91,48	100,25	109,10	135,48	169,16	215,64	271,37
2,3	88,30	96,20	104,54	129,69	161,87	206,31	259,60
2,4	85,42	92,50	100,38	124,39	155,19	197,76	248,81
2,5	82,80	89,11	96,55	119,51	149,04	189,89	238,89
2,6	80,41	86,00	93,02	115,02	143,37	182,64	229,73
2,7	78,23	83,13	89,77	110,86	138,12	175,92	221,25
2,8	76,24	80,47	86,75	107,00	133,25	169,68	213,37
2,9	74,41	78,01	83,94	103,41	128,72	163,87	206,04
3	72,73	75,72	81,33	100,07	124,50	158,45	199,20
3,1	71,19	73,59	78,90	96,94	120,54	153,39	192,81
3,2	69,76	71,61	76,62	94,01	116,84	148,64	186,81
3,3	68,45	69,75	74,49	91,27	113,36	144,18	181,18
3,4	67,24	68,01	72,49	88,68	110,09	139,99	175,88
3,5	66,12	66,38	70,60	86,25	107,01	136,03	170,88
3,6	65,09	64,85	68,83	83,96	104,10	132,30	166,16
3,7	64,13	63,42	67,16	81,79	101,35	128,77	161,70
3,8	63,25	62,06	65,58	79,74	98,75	125,42	157,47
3,9	62,43	60,78	64,09	77,80	96,28	122,25	153,46
4	61,68	59,58	62,68	75,96	93,93	119,24	149,65
4,1	60,98	58,44	61,34	74,21	91,71	116,38	146,03
4,2	60,33	57,36	60,07	72,54	89,59	113,65	142,58
4,3	59,73	56,35	58,86	70,96	87,57	111,06	139,29
4,4	59,18	55,38	57,71	69,45	85,64	108,58	136,16
4,5	58,67	54,46	56,62	68,01	83,80	106,21	133,16
4,6	58,20	53,60	55,57	66,63	82,04	103,95	130,29
4,7	57,77	52,77	54,58	65,31	80,36	101,78	127,55
4,8	57,37	51,99	53,63	64,06	78,75	99,70	124,92
4,9	57,00	51,24	52,73	62,85	77,21	97,72	122,40
5	56,67	50,53	51,86	61,70	75,73	95,81	119,98
5,1	56,37	49,86	51,04	60,59	74,30	93,97	117,65
5,2	56,09	49,21	50,24	59,53	72,94	92,21	115,42
5,3	55,84	48,60	49,49	58,51	71,63	90,52	113,27
5,4	55,61	48,02	48,76	57,53	70,36	88,89	111,20
5,5	55,41	47,46	48,06	56,58	69,15	87,32	109,21
5,6	55,22	46,93	47,39	55,67	67,98	85,80	107,28
5,7	55,06	46,42	46,75	54,80	66,85	84,34	105,43
5,8	54,92	45,93	46,14	53,96	65,76	82,93	103,64
5,9	54,80	45,47	45,54	53,15	64,71	81,57	101,91
6	54,69	45,03	44,98	52,36	63,69	80,26	100,24
6,1	54,60	44,61	44,43	51,61	62,71	78,99	98,63
6,2	54,53	44,20	43,90	50,88	61,77	77,76	97,06
6,3	54,47	43,82	43,39	50,17	60,85	76,57	95,55
6,4	54,43	43,45	42,91	49,49	59,96	75,42	94,09

6,5	54,40	43,10	42,44	48,83	59,10	74,31	92,67
-----	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Fuente: **Autoría Propia**

Como se puede observar en la **Tabla 2. 6** en la fila para un valor de demanda de 3.5kVA es más factible la instalación del transformador de 5kVA que presenta un menor costo (66,12 \$), y en la fila para un valor de demanda de 3.6kVA el transformador más factible a instalar es el de 10kVA con un costo menor de (64,85 \$).

2.1.3.2 Cargabilidad Óptima Transformadores Monofásicos

Con la **Tabla 2. 6** completa se puede evaluar la cargabilidad óptima de los diferentes transformadores monofásicos, obteniendo como resultados los datos presentados en la

Tabla 2. 7.

Tabla 2. 7

Cargabilidad Óptima Transformadores Monofásicos

Monofásicos	
Potencia Nominal kVA	Cargabilidad óptima (%)
5	70%
10	59%
15	78%
25	78%
37,5	90%
50	75%
75	>30%

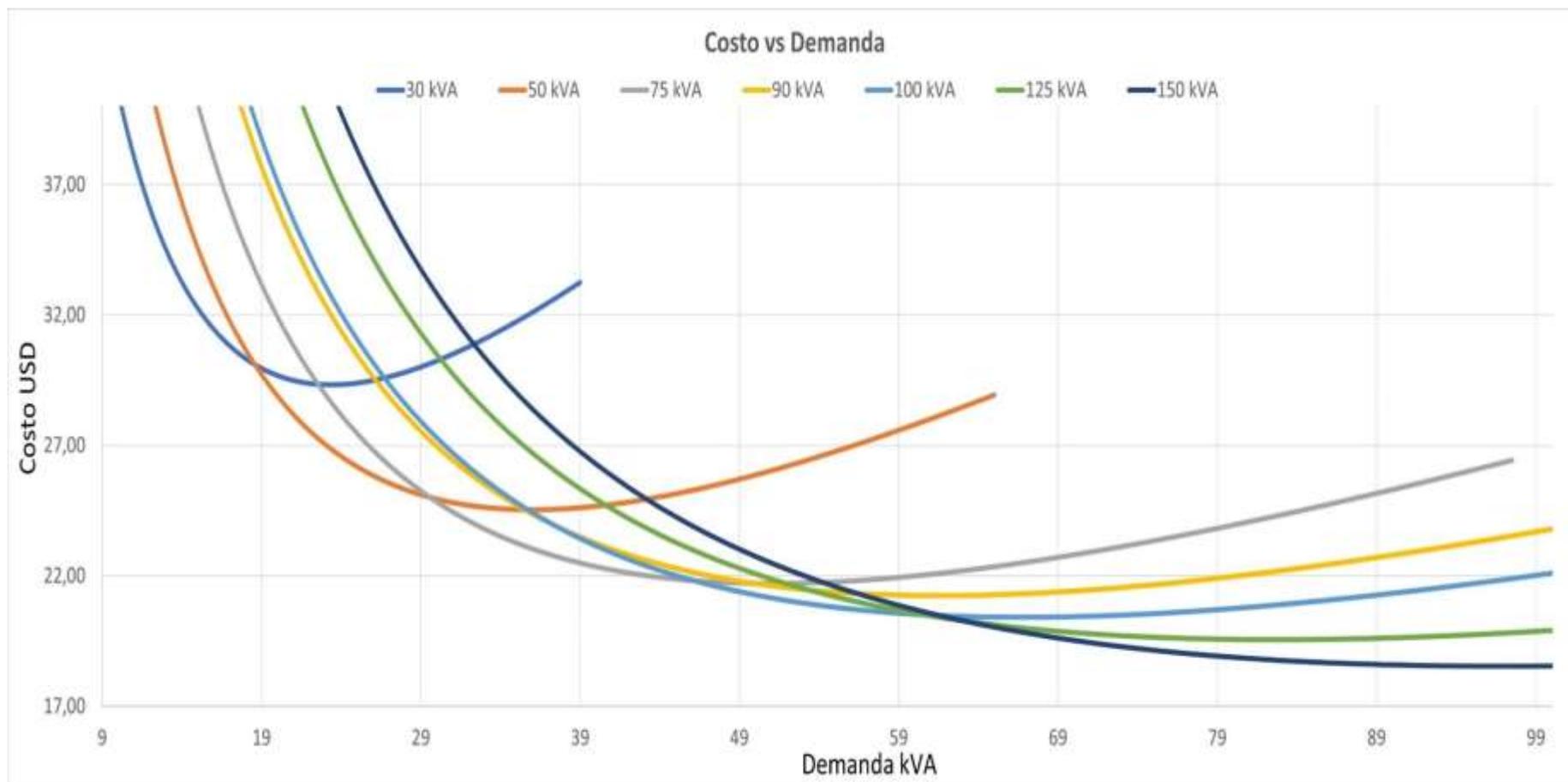
Fuente: **Autoría Propia**

2.1.3.3 Selección Transformador Económico (Trifásicos)

De igual manera que en el apartado anterior, mediante la **Ilustración 2. 3** se muestran las curvas de Costos (USD) Vs Demanda (kVA) de cada uno de los transformadores trifásicos.

Ilustración 2.3

Costo vs Demanda Transformadores Trifásicos



Nota. Autoria Propia

De acuerdo con la **Ilustración 2. 3** se realiza el mismo análisis del apartado anterior, llegando a la conclusión que para un valor de demanda menor a 18.5kVA es económico instalar un transformador de 30kVA, mientras que para valores mayores a dicha demanda es más conveniente económicamente instalar un transformador de 50kVA, así sucesivamente de acuerdo al valor de demanda deseado (Demanda de Diseño kVA).

En la **Tabla 2. 8** se presentan los valores de costos vs demanda de los transformadores trifásicos, para la determinación del transformador económico se tienen los valores marcados en las celdas de color rojo que representan el menor costo y se deben seleccionar de acuerdo al valor de demanda deseado, de esta manera se selecciona el transformador económico.

Tabla 2. 8

Valores Mínimos de Costos para la Selección del Transformador Económico (Trifásicos)

Demanda kVA	30kVA	50kVA	75kVA	90kVA	100kVA	125kVA	150kVA
1	346,37	446,47	559,66	660,76	688,81	817,05	908,57
1,5	231,45	297,94	373,29	440,65	459,33	544,80	605,80
2	174,15	223,76	280,16	330,64	344,64	408,71	454,43
2,5	139,89	179,32	224,32	264,67	275,85	327,07	363,63
3	117,16	149,75	187,13	220,72	230,02	272,67	303,12
3,5	101,02	128,68	160,60	189,35	197,30	233,83	259,91
4	88,99	112,92	140,73	165,85	172,79	204,71	227,51
4,5	79,71	100,70	125,30	147,59	153,74	182,08	202,32
5	72,35	90,96	112,97	133,00	138,51	163,99	182,18
5,5	66,38	83,02	102,91	121,07	126,07	149,20	165,71
6	61,46	76,44	94,54	111,15	115,71	136,88	152,00
6,5	57,35	70,89	87,48	102,77	106,96	126,47	140,40
7	53,87	66,16	81,44	95,60	99,47	117,55	130,46
7,5	50,90	62,09	76,22	89,40	92,99	109,83	121,86
8	48,34	58,55	71,67	83,98	87,33	103,08	114,34
8,5	46,11	55,44	67,66	79,21	82,34	97,13	107,71
9	44,17	52,70	64,12	74,98	77,92	91,86	101,82
9,5	42,47	50,26	60,95	71,21	73,97	87,14	96,56

10	40,97	48,09	58,12	67,82	70,43	82,90	91,82
10,5	39,65	46,14	55,56	64,76	67,22	79,07	87,55
11	38,47	44,38	53,25	61,99	64,32	75,59	83,66
11,5	37,42	42,79	51,14	59,47	61,68	72,42	80,12
12	36,49	41,35	49,23	57,16	59,26	69,52	76,88
12,5	35,66	40,03	47,47	55,05	57,04	66,86	73,90
13	34,91	38,83	45,86	53,10	55,00	64,41	71,15
13,5	34,25	37,74	44,37	51,31	53,12	62,14	68,61
14	33,65	36,73	43,00	49,65	51,37	60,04	66,26
14,5	33,12	35,81	41,73	48,11	49,76	58,09	64,07
15	32,65	34,95	40,55	46,68	48,25	56,27	62,03
15,5	32,22	34,17	39,46	45,35	46,85	54,57	60,12
16	31,85	33,44	38,44	44,10	45,54	52,99	58,34
16,5	31,51	32,77	37,49	42,94	44,31	51,50	56,67
17	31,22	32,15	36,60	41,85	43,16	50,10	55,10
17,5	30,96	31,57	35,77	40,83	42,08	48,79	53,62
18	30,73	31,04	34,99	39,87	41,07	47,56	52,23
18,5	30,53	30,54	34,26	38,97	40,11	46,39	50,91
19	30,36	30,08	33,57	38,11	39,21	45,29	49,67
19,5	30,21	29,65	32,92	37,31	38,36	44,25	48,49
20	30,09	29,26	32,32	36,55	37,55	43,26	47,37
20,5	29,98	28,89	31,74	35,83	36,79	42,32	46,32
21	29,90	28,54	31,20	35,16	36,07	41,43	45,31
21,5	29,84	28,22	30,69	34,51	35,38	40,59	44,35
22	29,79	27,92	30,21	33,90	34,74	39,79	43,44
22,5	29,76	27,65	29,75	33,32	34,12	39,02	42,57
23	29,75	27,39	29,32	32,77	33,53	38,29	41,74
23,5	29,75	27,15	28,91	32,25	32,97	37,60	40,95
24	29,76	26,93	28,52	31,75	32,44	36,93	40,19
24,5	29,79	26,72	28,16	31,28	31,93	36,30	39,47
25	29,83	26,53	27,81	30,83	31,45	35,69	38,78
25,5	29,88	26,36	27,48	30,40	30,98	35,11	38,11
26	29,94	26,19	27,16	29,99	30,54	34,56	37,48
26,5	30,01	26,04	26,87	29,60	30,12	34,02	36,87
27	30,08	25,91	26,58	29,22	29,72	33,51	36,28
27,5	30,17	25,78	26,32	28,86	29,33	33,02	35,72
28	30,27	25,66	26,06	28,52	28,96	32,55	35,18
28,5	30,37	25,56	25,82	28,20	28,61	32,10	34,66
29	30,48	25,46	25,59	27,89	28,27	31,67	34,15
29,5	30,60	25,37	25,37	27,59	27,95	31,25	33,67
30	30,72	25,30	25,16	27,30	27,64	30,85	33,21
30,5	30,85	25,23	24,97	27,03	27,34	30,46	32,76

31	30,99	25,16	24,78	26,77	27,05	30,09	32,33
31,5	31,13	25,11	24,60	26,52	26,78	29,73	31,91
32	31,28	25,06	24,43	26,28	26,51	29,39	31,51
32,5	31,44	25,02	24,27	26,05	26,26	29,06	31,12
33	31,60	24,99	24,12	25,83	26,02	28,74	30,75
33,5	31,76	24,96	23,98	25,62	25,78	28,43	30,39
34	31,93	24,94	23,84	25,42	25,56	28,13	30,04
34,5	32,10	24,92	23,71	25,22	25,34	27,84	29,70
35	32,28	24,91	23,59	25,04	25,14	27,56	29,37

Fuente: **Autoría Propia**

Como se puede observar en la **Tabla 2. 8** en la fila para un valor de demanda de 18.5kVA es más factible la instalación del transformador de 30kVA que presenta un menor costo (30.53 \$), y en la fila para un valor de demanda de 19kVA el transformador más factible a instalar es el de 50kVA con un costo menor de (30.08 \$).

2.1.2.4 Cargabilidad Óptima Transformadores Trifásicos

Con la **Tabla 2. 8** **Tabla 2. 6** completa se puede evaluar la cargabilidad óptima de los diferentes transformadores trifásicos, obteniendo como resultados los datos presentados en la **Tabla 2. 9** .

Tabla 2. 9

Cargabilidad Óptima Transformadores Trifásicos

Trifásicos	
Potencia Nominal kVA	Cargabilidad óptima (%)
30	62%
50	59%
75	66%
90	73%
100	60%
125	50%

Fuente: **Autoría Propia**

2.1.4 Etapa 4: Cálculo de Pérdidas en Red Secundaria

En esta etapa se realizan los cálculos de pérdidas de potencia activa generadas por el efecto Joule que se presentan en los conductores de la red secundaria de distribución, como se detalla en el apartado **1.6.6 Pérdidas de Potencia y Energía del Capítulo 1** estos valores dependen de la corriente de operación, la resistencia del conductor y de la longitud del conductor, por lo que, es necesario calcular por cada tramo de la red secundaria, para ello se debe calcular las corrientes de operación por cada tramo partiendo del valor de demanda coincidente asociada en cada poste, la formulación matemática para el cálculo de la corriente de operación en sistemas monofásicos se describe en la **Ecuación 3. 1** y para sistemas trifásicos en la **Ecuación 3. 2**.

$$1f \quad \sum_i \sum_j I_{ij} = \frac{DM_{coin\ ij}}{V_{línea} * fp} \quad (A)$$

Ecuación 3. 1 Corriente de Operación Sistema Monofásico

$$3f \quad \sum_i \sum_j I_{ij} = \frac{DM_{coin\ ij}}{\sqrt{3} * V_{línea} * fp} \quad (A)$$

Ecuación 3. 2 Corriente de Operación Sistema Trifásico

Donde:

I_{ij} : Corriente de operación en el tramo i-j en amperios (A).

$DM_{coin\ ij}$: Demanda Coincidente asociada en cada poste en el tramo i-j en (kW).

$V_{línea}$: Voltaje de línea de la red secundaria de bajo voltaje en voltios (V).

f_p : Factor de potencia del sistema.

Una vez calculada la corriente de operación se procede a calcular las pérdidas de potencia por efecto Joule por cada tramo de la red secundaria mediante la formulación matemática detallada en la **Ecuación 3. 3** para sistemas monofásicos y en la **Ecuación 3. 4** para sistemas trifásicos.

$$1f \sum_i \sum_j I_{ij}^2 * R_{ij} * L_{ij} \quad (W)$$

Ecuación 3. 3 Pérdidas Efecto Joule Sistema Monofásico

$$3f \sum_i \sum_j 3 * I_{ij}^2 * R_{ij} * L_{ij} \quad (W)$$

Ecuación 3. 4 Pérdidas Efecto Joule Sistema Trifásico

Donde:

I_{ij} : Corriente de operación en el tramo i-j en amperios.

R_{ij} : Resistencia del conductor en el tramo i-j en ohm/km.

L_{ij} : Longitud del tramo i-j en km.

CAPÍTULO 3

Aplicación De La Metodología Propuesta Para La Selección Del Transformador Económico

En el presente capítulo se hará uso de la metodología propuesta en el capítulo 2, con la finalidad de comprobar su utilidad, se evaluarán los resultados en un circuito de prueba de bajo voltaje, obtenido del sistema de información geográfica (SIG) de la base de datos de la empresa eléctrica EMELNORTE S.A.

Al final se hará una comparativa técnica-económica entre la situación actual del circuito de prueba y los resultados obtenidos luego de aplicar la metodología propuesta.

3.1 Circuito de Prueba

El circuito de prueba se encuentra ubicado entre las calles Del Toronjil, El Floripondio, Santa María y Salvia de la ciudad de Otavalo. Se puede observar en la **Ilustración 3. 1** el circuito del transformador tomado como ejemplo para la ilustración de los cálculos de esta metodología.

Ilustración 3. 1

Ubicación Circuito de Prueba



Fuente: EMELNORTE-SIG,2022

El circuito de prueba se encuentra distribuido en 8 manzanas, las cuales contienen a los diferentes transformadores de distribución, a continuación, se realiza un estudio de la situación actual obteniendo un resumen presentado en la **Tabla 3. 1**.

Tabla 3. 1

Transformadores de Distribución del Circuito de Prueba

N° Transf.	Tipo	Tipo de Circuito	Tipo de Red	Potencia Nominal kVA	Alimentador	Subestación de Conexión	Voltaje de Operación	N° de Abonados	Demanda Diseño (kVA)	Conductor Bajo Voltaje
14297	Convencional	Monofásico	Aérea	50	Alim-Otavaló 4	Otavaló	7,97 kV - 240V	18	12,68	Aluminio ASC #2 Y #4
14298	Convencional	Monofásico	Aérea	37,5	Alim-Otavaló 4	Otavaló	7,97 kV - 240V	15	9,28	Aluminio ASC #2 Y #4
10300	Convencional	Monofásico	Aérea	50	Alim-Otavaló 4	Otavaló	7,97 kV - 240V	27	14,56	Aluminio ASC #2 Y #4
14301	Convencional	Monofásico	Aérea	50	Alim-Otavaló 4	Otavaló	7,97 kV - 240V	14	8,21	Aluminio ASC #2 Y #4
14302	Convencional	Monofásico	Aérea	50	Alim-Otavaló 4	Otavaló	7,97 kV - 240V	21	14,00	Aluminio ASC #2 Y #4
10303	Convencional	Monofásico	Aérea	50	Alim-Otavaló 4	Otavaló	7,97 kV - 240V	20	10,60	Aluminio ASC #2 Y #4
10304	Convencional	Monofásico	Aérea	50	Alim-Otavaló 4	Otavaló	7,97 kV - 240V	19	16,18	Aluminio ASC #2 Y #4
10306	Convencional	Monofásico	Aérea	50	Alim-Otavaló 4	Otavaló	7,97 kV - 240V	17	11,18	Aluminio ASC #2 Y #4
14307	Convencional	Monofásico	Aérea	25	Alim-Otavaló 4	Otavaló	7,97 kV - 240V	8	15,11	Aluminio ASC #2 Y #4
10308	Convencional	Monofásico	Aérea	25	Alim-Otavaló 4	Otavaló	7,97 kV - 240V	10	5,12	Aluminio ASC #2 Y #4

Fuente: EMELNORTE-SIG,2022

3.2 Etapa 1: Pérdidas en Transformadores de Distribución

En esta etapa se muestran los valores de pérdidas en vacío P_o y pérdidas con carga P_c de los diferentes transformadores presentes en el circuito de prueba, acorde a lo señalado en la **Etapa 1 del capítulo 2**.

Para obtener el valor de pérdidas con carga depende directamente de la Demanda Actual del Transformador por lo que se debe calcular la demanda del transformador con la

Ecuación 2. 6 Demanda de Diseño en transformadores mostrada a continuación:

$$DD = \left(\frac{DMC_{Total} + DAP + DPT}{fp} \right)$$

Ecuación 2. 19 Demanda de Diseño en transformadores

Donde:

DD : Demanda de Diseño del transformador en kVA.

DMC_{Total} : Demanda Máxima Coincidente Total en kW.

DAP : Demanda de Alumbrado Público en kW.

DPT : Demande de Pérdidas Técnicas = $3.6\%DMC_{Total}$ en kW.

fp : Factor de Potencia.

Ahora, haciendo uso del método de la REA descrito en el apartado **2.1.1.3**

Estimación de la Demanda de Diseño, en la **Tabla 3. 2** se muestran los datos del primer transformador tomado como ejemplo.

Tabla 3. 2

Demanda Máxima Coincidente Total Transformador N° 14297

Energía Total kWh	2322,91
Consumo Promedio kWh	129,05
Método REA	
Factor A	25,77
Factor B	0,437230345
DMCoin (kW)	11,27
Fp	0,95
DMC_{Total} (kVA)	11,86

Fuente: Autoría Propia

Adicionalmente a la Demanda Máxima Coincidente Total (DMCTotal) se debe sumar la Demanda de Alumbrado Público (DAP) y la Demanda de Pérdidas Técnicas (DPT) para obtener la demanda actual del transformador, estos valores se encuentran resumidos en la

Tabla 3. 3.**Tabla 3. 3**

Demanda Actual del Transformador N° 14297

Demanda Diseño del Transformador en KVA	
Demanda Máxima Coincidente Total DMCTotal (1)	11,86
Demanda Alumbrado Público DAP (2)	0,3947
Demanda de Pérdidas Técnicas DPT= 3,6%DMCTotal (3)	0,4269
Total (1) +(2) +(3)	12,68

Fuente: Autoría Propia

Con lo anteriormente expuesto se calcula las pérdidas con carga por medio de la

Ecuación 2. 4 Pérdidas con carga para cualquier condición.

$$W_j = W_i * \left(\frac{S_j}{S_i}\right)^2 \quad (W)$$

Ecuación 2. 20 Pérdidas con carga para cualquier condición

Donde:

W_j : Pérdidas en el cobre para cualquier carga (W).

W_i : Pérdidas en el cobre para carga nominal (W).

S_j : Cualquier carga (kVA).

S_i : Carga Nominal (kVA).

Por lo tanto:

$$W_j = 511,62 * \left(\frac{12,68}{50}\right)^2 \quad (W)$$

$$W_j = 32,91 \quad (W)$$

En la **Tabla 3. 4** se indican los valores resultantes después de ejecutar los cálculos antes expuestos.**Ecuación 2. 4**

Tabla 3. 4

Pérdidas Transformadores Circuito de Prueba

N° Transf.	Potencia Nominal del transformador kVA	Demanda de Diseño del transformador (kVA)	Pérdidas con carga Pc (W)	Pérdidas en vacío Po (W)	Pérdidas Totales Pc+Po (W)
14297	50	12,68	32,91	160	192,91
14298	37,5	9,28	24,70	130	154,70
10300	50	14,56	43,36	160	203,36
14301	50	8,21	13,78	160	173,78

14302	50	14,00	40,13	160	200,13
10303	50	10,60	23,01	160	183,01
10304	50	16,18	53,59	160	213,59
10306	50	11,18	25,60	160	185,60
14307	25	15,11	105,45	98	203,45
10308	25	5,12	12,13	98	110,13

Fuente: (INEN, 2004a)

3.3 Etapa 2: Costos del Transformador Económico

Con lo anteriormente expuesto se realizó los cálculos de los costos detallados en el Apartado: **Etapa 2 del Capítulo 2** del presente trabajo de titulación.

En la columna 2 y 3 de la **Tabla 3. 5** se indican los costos de pérdidas de potencia y energía, para su cálculo se usó los datos de pérdidas totales que se muestran en la **Tabla 3. 4** de la **Etapa 1 del Capítulo 3**, para cada uno de los transformadores.

A continuación, se muestran los cálculos de los diferentes costos anuales tomando como ejemplo el transformador N° 14297.

Los costos de pérdidas de Potencia (C_p) se calculan por medio de la **Ecuación 2. 11**

Costos de Pérdidas de Potencia:

$$C_p(T) = (P_o + P_c) * (C_p * 12) * T$$

Ecuación 2. 21 Costos de Pérdidas de Potencia

Donde:

T : Período de cálculo (anual).

$C_p(T)$: Costo anual de pérdidas de potencia (USD/kW-año).

P_o : Pérdidas en vacío (W).

P_c : Pérdidas con carga (W).

C_p : Costo de potencia (USD/kW-mes).

Por lo tanto:

$$C_p(1año) = (0,160 kW + 0,03291 kW) * \left(13,93 \frac{USD\$}{kW - mes} * 12 meses \right) * 1$$

$$C_p(1año) = 31,99 USD\$$$

Los costos de pérdidas de Energía (C_e) se calculan por medio de la **Ecuación 2. 12**

Costos de Pérdidas de Energía.

$$C_e(T) = (P_o + P_c) * C_e * f_{per} * 8760 * T$$

Ecuación 2. 22 Costos de Pérdidas de Energía

Donde:

T : Período de cálculo (anual).

$C_e(T)$: Costo anual de pérdidas de energía (USD/kWh-año).

P_o : Pérdidas en vacío (W).

P_c : Pérdidas con carga (W).

C_e : Costo de la energía (USD/kWh).

f_{per} : Factor de pérdidas.

Por lo tanto:

$$Ce(1año) = (0,160 kW + 0,3291 kW) * 0,1088 \frac{USD\$}{kWh} * 1 * 8760h * 1$$

$$Ce(1año) = 179,80 USD\$$$

El Costo Anual de Inversión (CIT) se calcula por medio de la **Ecuación 2. 13 Costo Anual de la Inversión** mostrada a continuación:

$$CIT(T) = CT * FRC(T)$$

Ecuación 2. 23 Costo Anual de la Inversión

$$FRC(T) = \frac{Td * (1 + Td)^n}{(1 + Td)^n - 1}$$

Ecuación 2. 24 Factor de Recuperación del Capital

Donde:

$FRC(T)$: Factor de recuperación de capital del transformador.

Td : Tasa de descuento (%).

CT : Costo del transformador (USD).

n : Vida útil (años).

Por lo tanto:

$$FRC(1año) = \frac{0,12 * (1 + 0,12)^{25}}{(1 + 0,12)^n - 1}$$

$$FRC(1año) = 0,1275$$

$$CIT(1año) = 1926,4 \text{ USD\$} * 0,1275$$

$$CIT(1año) = 245,62 \text{ USD\$}$$

El Costo Anual de Instalación (CINT) se calcula mediante la **Ecuación 2. 16 Costo Anual de Instalación** mostrada a continuación:

$$CINT(T) = CT_{mont} * FRC(T)$$

Ecuación 2. 25 Costo Anual de Instalación

Donde:

$CINT(T)$: Costo anual de instalación del transformador (USD).

CT_{mont} : Costo de montaje del transformador (USD).

$FRC(T)$: Factor de recuperación.

El $FRC(T)$ ya se encuentra calculado, por lo tanto:

$$CINT(1año) = 76,21 \text{ USD\$} * 0,1275$$

$$CINT(1año) = 9,72 \text{ USD\$}$$

En cuanto al Costo Anual de Operación y Mantenimiento (Com) se calcula mediante la **Ecuación 2. 15 Costo Anual de Operación y Mantenimiento** mostrada a continuación:

$$Com(T) = CT * OM * T$$

Ecuación 2. 26 Costo Anual de Operación y Mantenimiento

Donde:

$Com(T)$: Costo de operación y mantenimiento (USD).

CT : Costo inversión del transformador (USD).

OM : Valor de operación y mantenimiento (%).

Por lo tanto:

$$Com(1año) = 1926,4 \text{ USD\$} * 0,02 * 1$$

$$Com(1año) = 38,53 \text{ USD\$}$$

Finalmente, el Costo Anual Total corresponde a la suma de todos los costos anuales considerados, su cálculo se realiza mediante la **Ecuación 2. 10 Costo total anual del valor presente de los costos anuales** mostrada a continuación:

$$CAT(T) = Cp(T) + Ce(T) + CIT(T) + Com(T) + CIN(T)$$

Ecuación 2. 27 Costo total anual del valor presente de los costos anuales

Donde:

T : Tiempo de vida útil del transformador.

$CAT(T)$: Costo total anual del año T (USD/año).

$Cp(T)$: Costo anual de las pérdidas de demanda (USD/año).

$Ce(T)$: Costo anual de las pérdidas de energía (USD/año).

$CIT(T)$: Costo anual de inversión del transformador (USD/año).

$Com(T)$: Costo de operación y mantenimiento (USD/año).

$CINT(T)$: Costo anual de instalación del transformador (USD/año).

Por lo tanto:

$$CAT(1año) = 31,99 \text{ USD\$} + 179,80 \text{ USD\$} + 245,62 \text{ USD\$} + 9,72 \text{ USD\$} + 38,53 \text{ USD\$}$$

$$CAT(1año) = 505,66 \text{ USD\$}$$

En la **Tabla 3. 5** se presentan los costos anuales del transformador N° 14297 tomado como ejemplo, para los demás transformadores se siguió el mismo procedimiento.

Tabla 3. 5

Tabla de Costos para cada Transformador del Circuito de Prueba

1	2	3	4	5	6	7	8	9
N° Transf.	Potencia Nominal Instalada (kVA)	Costo Anual Pérdidas Potencia (USD\$) Cp	Costo Anual Pérdidas Energía (USD\$) Ce	Costo Anual de Inversión (USD\$) CIT	Costo Anual de Instalación (USD\$) CINT	Costo Anual de Operación y Mantenimiento (USD\$) Com	Costo Anual Total (USD\$) CAT	Costo por kVA (USD\$/kVA)
14297	50	31,99	179,80	245,62	9,72	38,53	505,66	39,88
14298	37,5	25,66	144,19	185,64	9,72	29,12	394,32	42,49
10300	50	33,73	189,55	245,62	9,72	38,53	517,13	35,53
14301	50	28,82	161,98	245,62	9,72	38,53	484,66	59,05
14302	50	33,19	186,53	245,62	9,72	38,53	513,58	36,68
10303	50	30,35	170,58	245,62	9,72	38,53	494,79	46,66
10304	50	35,42	199,08	245,62	9,72	38,53	528,36	32,65
10306	50	30,78	172,99	245,62	9,72	38,53	497,63	44,49
14307	25	33,74	189,63	153,37	8,73	24,06	409,52	27,11
10308	25	18,26	102,65	153,37	8,73	24,06	307,07	59,94

Fuente: Autoría Propia

3.4 Etapa 3: Selección y Cargabilidad Óptima del Transformador

En este apartado se selecciona el Transformador Económico para cada una de las Demandas Actuales obtenidas en el Estudio de la Situación Actual del Circuito de Prueba de cada Transformador Monofásico.

Para ello, por medio de los Scripts programables en Matlab se procede a ingresar los datos de entrada mostrados en **la Ilustración 3. 2.**

Nota: Se ejecutará la simulación de la herramienta computacional para cada uno de los transformadores del circuito de prueba. A continuación, se tomará como ejemplo uno de los transformadores del circuito de prueba para su mayor comprensión.

Transformador N° 14297

Ilustración 3. 2

Datos de Entrada



A screenshot of a MATLAB input dialog box titled 'S..' with standard window controls. The dialog contains four text input fields and two buttons. The fields are labeled as follows: 'Demanda Diseño (kVA):' with the value '12.68', 'Demanda Instalada (kVA):' with the value '50', 'Costo de Potencia (USD/kW-mes):' with the value '13.93', and 'Costo de Energía (USD/kWh):' with the value '0.1088'. At the bottom, there are 'OK' and 'Cancel' buttons. The 'OK' button is highlighted with a dashed border.

Parameter	Value
Demanda Diseño (kVA)	12.68
Demanda Instalada (kVA)	50
Costo de Potencia (USD/kW-mes)	13.93
Costo de Energía (USD/kWh)	0.1088

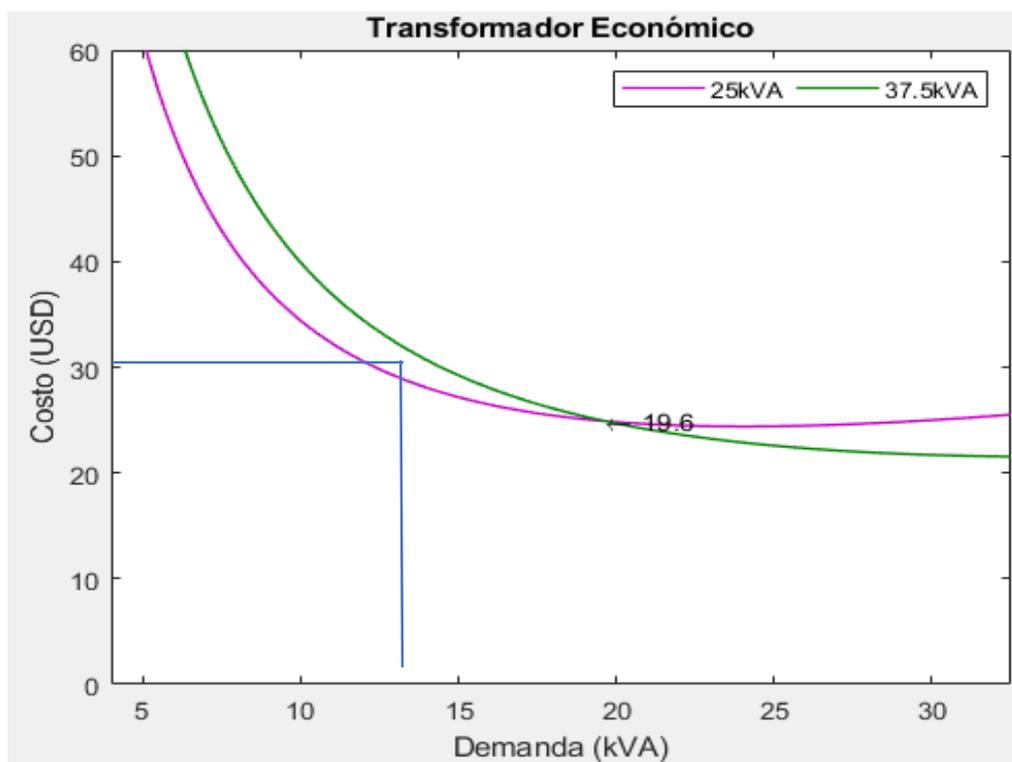
Fuente: Autoría Propia

En la Ilustración 3.3

Resultado Transformador N°14297 se muestra el resultado arrojado por la herramienta computacional.

Ilustración 3.3

Resultado Transformador N°14297



Fuente: Autoría Propia

Como se puede observar en la **Ilustración 3.3** se presentan las curvas obtenidas con los valores de costos por kVA de la **Tabla 2.6** del Capítulo 2, permitiendo analizar que para una Demanda de Diseño de 12.89 kVA, es más económico instalar un transformador monofásico de 25kVA que un transformador monofásico de 50kVA como el que se encuentra actualmente instalado.

Además, cabe mencionar que el transformador recomendado es factible cargarlo hasta el punto de cruce entre las dos curvas, es decir, usar el transformador de 25kVA hasta una carga de 19.6 kVA, superado este valor es recomendable usar un transformador de 37.5kVA, para este caso en particular.

En la **Tabla 3. 6** se muestra la cargabilidad óptima para el transformador seleccionado.

Tabla 3. 6

Cargabilidad Óptima para el Transformador Seleccionado N°1

Monofásico	
Potencia Nominal kVA	Cargabilidad óptima (%)
25	78%

Fuente: Autoría Propia

3.5 Etapa 4: Pérdidas en Circuito de Bajo Voltaje

En esta etapa, en la **Tabla 3. 7** se presenta los valores de pérdidas de potencia (efecto Joule) y las pérdidas de energía presentes en las redes secundarias del circuito de prueba.

Tabla 3. 7

Pérdidas en Redes Secundarias

N° Transformador	Pérdidas de Potencia Totales en Red Secundaria (W)
14297	22,08
14298	21,30
10300	19,73
14301	22,53

14302	8,50
10303	11,08
10304	15,36
10306	25,71
14307	2,46
10308	15,29

Fuente: Autoría Propia

3.6 Resultados, análisis y discusión

En esta sección se presentan los resultados obtenidos en las Etapas 1, 2, 3 y 4 de la metodología propuesta, estos datos se encuentran detallados en la **Tabla 3. 8** de todos transformadores estudiados en el circuito de prueba.

Tabla 3. 8

Resultados Selección Transformador Económico Circuito de Prueba

Estado Actual		Rediseño		
N° Transformador	Potencia Nominal Instalada (kVA)	N° Transformador a Instalar	Potencia Nominal a Instalar (kVA)	Cargabilidad óptima (%)
14297	50	1	25	78%
14298	37,5	2	15	78%
10300	50	3	25	78%
14301	50	4	15	78%
14302	50	5	25	78%
10303	50	6	15	78%
10304	50	7	25	78%
10306	50	8	15	78%
14307	25	9	25	78%
10308	25	10	10	59%

Fuente: Autoría Propia

A continuación, en la **Tabla 3. 9** se presenta un resumen técnico-económico del estado actual del circuito de prueba para posteriormente compararlo con el resumen técnico-económico del rediseño del circuito de prueba mostrado en la **Tabla 3. 10**.

Tabla 3. 9

Resumen técnico-económico del Estado Actual del Circuito de Prueba

N° Transformador	Potencia Nominal del transformador kVA	Pérdidas de Potencia Totales en Transformador Pc+Po (W)	Costo de Pérdidas de Potencia en Transformador (USD\$)	Pérdidas de Potencia Totales en Red Secundaria Efecto Joule (W)	Costo de Pérdidas de Potencia en Red Secundaria (USD\$)	Pérdidas de Potencia Totales en Circuito (Per.Transf + Per.Red Sec) (W)	Costo de Pérdidas de Potencia Totales en Circuito (USD\$)	Costo por kVA (USD\$/kVA)
14297	50	192,91	32,36	22,08	3,70	214,99	36,07	40,22
14298	37,5	154,71	25,95	21,30	3,57	176,01	29,53	42,86
10300	50	203,37	34,12	19,73	3,31	223,10	37,43	35,84
14301	50	169,39	28,42	22,53	3,78	191,92	32,20	71,42
14302	50	200,13	33,57	8,50	1,43	208,63	35,00	37,00
10303	50	183,01	30,70	11,08	1,86	194,10	32,56	47,05
10304	50	213,59	35,83	15,36	2,58	228,95	38,41	32,95
10306	50	185,60	31,14	25,71	4,31	211,31	35,45	44,87
14307	25	203,45	34,13	2,46	0,41	205,90	34,54	27,42
10308	25	110,13	18,48	15,29	2,56	125,42	21,04	60,43

Fuente: Autoría Propia

De acuerdo con la **Tabla 3. 4**, los valores de pérdidas de potencia totales en el transformador están ligados directamente a la potencia nominal del transformador (Pérdidas en vacío P_o) y a la demanda actual del transformador (Pérdidas con carga P_c).

Tabla 3. 10

Resumen técnico-económico del Rediseño del Circuito de Prueba

N° Transf.	Potencia Nominal del transformador kVA	Pérdidas de Potencia Totales en Transformador P_c+P_o (W)	Costo de Pérdidas de Potencia en Transformador (USD\$)	Pérdidas de Potencia Totales en Red Secundaria Efecto Joule (W)	Costo de Pérdidas de Potencia en Red Secundaria (USD\$)	Pérdidas de Potencia Totales en Circuito (Per.Transf + Per.Red Sec) (W)	Costo de Pérdidas de Potencia Totales en Circuito (USD\$)	Costo por kVA (USD\$/kVA)
1	25	171,96	28,85	22,08	3,70	194,04	32,55	29,59
2	15	141,43	23,73	21,30	3,57	162,73	27,30	33,93
3	25	195,58	32,81	19,73	3,31	215,31	36,12	27,56
4	15	107,00	17,95	22,53	3,78	129,54	21,73	40,91
5	25	188,26	31,58	8,50	1,43	196,76	33,01	28,08
6	15	163,90	27,50	11,08	1,86	174,98	29,35	32,03
7	25	218,65	36,68	15,36	2,58	234,02	39,26	26,37
8	15	174,70	29,31	25,71	4,31	200,40	33,62	31,43
9	25	203,09	34,07	2,46	0,41	205,55	34,48	27,11

10	10	88,08	14,78	15,29	2,56	103,37	17,34	49,35
----	----	-------	-------	-------	------	--------	-------	-------

Fuente: Autoría Propia

Como se puede observar en la **Tabla 3. 10** los valores de pérdidas totales en el transformador nuevo son diferentes a los valores de pérdidas totales del transformador existente, por lo que es necesario hacer un análisis técnico-económico, detallado a continuación.

Tabla 3. 11

Resumen Comparativo del Estado Actual y el Rediseño del Circuito de Prueba

Estado Actual					Rediseño				
N° Transf	Potencia Nominal del transformador kVA	Pérdidas de Potencia Totales en Circuito (Per.Transf + Per.Red Sec) (W)	Costo de Pérdidas de Potencia Totales en Circuito (USD\$)	Costo por kVA (USD\$/kVA)	N° Transf	Potencia Nominal del transformador kVA	Pérdidas de Potencia Totales en Circuito (Per.Transf + Per.Red Sec) (W)	Costo de Pérdidas de Potencia Totales en Circuito (USD\$)	Costo por kVA (USD\$/kVA)
14297	50	214,99	36,07	40,22	1	25	194,04	32,55	29,59
14298	37,5	176,01	29,53	42,86	2	15	162,73	27,30	33,93
10300	50	223,10	37,43	35,84	3	25	215,31	36,12	27,56

14301	50	191,92	32,20	71,42	4	15	129,54	21,73	40,91
14302	50	208,63	35,00	37,00	5	25	196,76	33,01	28,08
10303	50	194,10	32,56	47,05	6	15	174,98	29,35	32,03
10304	50	228,95	38,41	32,95	7	25	234,02	39,26	26,37
10306	50	211,31	35,45	44,87	8	15	200,40	33,62	31,43
14307	25	205,90	34,54	27,42	9	25	205,55	34,48	27,11
10308	25	125,42	21,04	60,43	10	10	103,37	17,34	49,35

Fuente: Autoría Propia

Como se puede observar en la **Tabla 3. 11** comparando las columnas de color verde correspondientes a los costos vs demanda de cada transformador respectivamente, se concluye que la metodología es una herramienta útil para la minimización de costos que se encuentran detallados en el apartado **2.1.2 Etapa 2: Costos del Transformador Económico**

Para la validación de la metodología propuesta, se ha tomado como ejemplo el primer transformador del circuito de prueba para su respectivo análisis, mostrando una reducción de costos en un **26.46%** respecto al valor actual, además cabe mencionar que con la selección adecuada del transformador se reduce las pérdidas técnicas totales en el circuito en un **9.75%** respecto al valor actual, valores que directamente representan beneficios económicos y técnicos a la empresa distribuidora de energía eléctrica EMELNORTE S.A.

Los valores de costos y pérdidas técnicas antes mencionados han disminuido debido a la selección adecuada del transformador de distribución, además que con la metodología de diseño propuesta específica el valor de cargabilidad óptima de los transformadores, es decir, permite conocer el valor de demanda de cargabilidad óptima para minimizar los costos y las pérdidas técnicas, si se sobrepasa dicho valor se debería seleccionar otro transformador.

3.6.1 Comparativa Técnico-Económico Para El Estado Actual

En este apartado se presenta un análisis exhaustivo considerando los costos anuales de inversión del transformador y los costos anuales de instalación del transformador en estudio para este caso en particular, por lo que, dichos costos antes mencionados no se deberían considerar ya que el transformador ya se encuentra instalado y en funcionamiento. En la **Ilustración 3. 4** se muestran los costos que intervinieron para este análisis técnico-económico para el transformador instalado y para el transformador propuesto por esta metodología.

Ilustración 3. 4

Costos Anuales del Transformador Instalado

Pot_kVA	Perd_Tot	Cost_Per_Pot	Cost_Per_En	Cost_Inv	Cost_Op_Man	Cost_Inst	Cost_TotAnnual	CostokVA
25.00	174.43	26.93	162.58	153.97	24.06	8.73	377.66	29.30
50.00	194.18	32.20	180.99	0.00	38.53	0.00	271.52	19.53

Fuente: Autoría Propia

Como se puede observar en la **Ilustración 3. 4** el valor de la segunda celda de la última columna correspondiente al Costo por kVA es menor que el valor de las celdas de color verde de la **Tabla 3. 11**, dichos costos corresponden al transformador del estado actual y al transformador seleccionado por la metodología propuesta en los cuales se consideran todos los costos detallados en el apartado **2.1.2 Etapa 2: Costos del Transformador Económico**, debido a que el valor de inversión e instalación del transformador no se considera ya que se encuentra instalado, es decir, que para este caso en particular es económico mantener el transformador que ya se encuentra en funcionamiento.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- La recopilación bibliográfica aportó con la información de las metodologías y normativas aplicables para la selección económica de los transformadores, así también contribuyó con los métodos de cálculo matemático y el desarrollo de la programación permitiendo realizar un análisis técnico-económico antes y después de aplicar la metodología propuesta en un circuito de prueba, además de los conceptos de la temática aplicable en el presente trabajo de titulación.
- El desarrollo de la metodología económica propuesta es una herramienta útil que combinada con hojas de cálculo se obtiene una base de datos que permite la optimización de los costos vs demanda de los transformadores, componiéndose en tres etapas, la primera etapa permite calcular las pérdidas en vacío y con carga existentes en los transformadores de distribución, en la segunda etapa se calcula los costos técnico-económicos con los resultados obtenidos en la etapa 1, y finalmente en la tercera etapa se optimiza los costos vs la demanda, permitiendo así la selección económica del transformador adecuado a instalar. Esta metodología tiene como ventaja que es aplicable tanto para redes nuevas como para redes existentes, ya que conociendo la demanda de diseño se puede seleccionar el transformador nuevo a instalar y en el caso de redes existentes permite seleccionar el transformador con el que se podría reemplazar al existente.
- Por medio del circuito de prueba, una vez aplicado la metodología propuesta se comprueba que los circuitos de bajo voltaje monofásicos y trifásicos están expuestos a cambios técnicos-económicos, es decir con la selección adecuada de los transformadores se reduce los costos económicos de inversión, instalación, operación y mantenimiento,

además de una reducción de las pérdidas técnicas, los resultados obtenidos indican una optimización de costos en un 25.85 % y una reducción de pérdidas en un 9.75 %, por lo que con lo antes mencionado se garantiza que el presente trabajo de titulación es viable como una herramienta en el diseño y rediseño de redes de distribución eléctrica, además, cabe mencionar que para redes existentes es económico mantener el transformador instalado ya que los costos de inversión e instalación no se consideran por lo que los costos anuales totales se reducen respecto a los transformadores nuevos que se proponen en los que si se consideran los costos antes mencionados.

4.2 RECOMENDACIONES

Teniendo en cuenta de que la metodología propuesta es útil en la selección del transformador adecuado tanto para redes nuevas como para existentes reduciendo los índices de pérdidas técnicas presentes en los circuitos de bajo voltaje, se considera indispensable combinarla con otras metodología similares que aporten con una optimización de la ubicación del transformador y permitiendo la selección del conductor adecuado, de esta manera reduciendo las pérdidas técnicas de las redes existentes; con lo anteriormente expuesto se estaría optimizando de forma general las pérdidas técnicas presentes en las redes de distribución eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

ARCERNNR. (2021). *ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO DICIEMBRE 2022.*

ARCONEL. (2022). Resolución Nro. ARCONEL-006/2020. En *AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD.*

Buenaventura, J., & Velásquez, M. (2011). *PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 500 kV QUITO-GUAYAQUIL.* ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.

Chalá, T. (2012). *Análisis en los primarios de distribución de las subestaciones No. 02, No. 10, No. 32 y No. 53 pertenecientes a la Empresa Eléctrica Quito S.A. para reducir pérdidas.* Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, R. (2015). *UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA [UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA].*

<https://dspace.unl.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/17975/1/Cuenca%20Ram%C3%A9rez%2C%20Ramiro%20Antonio.pdf>

del Hoyo, A. (2005). *MODELIZACIÓN DE LA HISTÉRESIS MAGNÉTICA Y SU APLICACIÓN AL CÁLCULO NUMÉRICO EN MÁQUINAS ELÉCTRICAS.* UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CATALUÑA.

EMELNORTE. (2016). *ADECUACION DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE EMELNORTE, DIMENSIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES Y MÉTODO DE CÁLCULO DE CAÍDAS DE VOLTAJE EN REDES SECUNDARIAS DE DISTRIBUCIÓN.*

EMELNORTE. (2022). *Transformadores monofásicos y trifásicos*.

Grijalva, E. (1998). *Optimización del empleo de transformadores de distribución*. Escuela Politécnica Nacional.

Ilumitaxi, W. (2022). *DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL FILTRO ACTIVO DE POTENCIA (APF) HÍBRIDO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA MEJORAR EL PERFIL DE TENSIÓN MODULADO POR VECTOR ESPACIAL CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA* [Universidad Politécnica Salesiana].
<http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/21922>

INEN. (2004a). *TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN NUEVOS MONOFÁSICOS. VALORES DE CORRIENTE SIN CARGA, PÉRDIDAS Y VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO*.

INEN. (2004b). *TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN NUEVOS TRIFÁSICOS VALORES DE CORRIENTE SIN CARGA, PÉRDIDAS Y VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO*. <https://www.normalizacion.gob.ec/buzon/normas/2115.pdf>

Jiménez, R., Serebrisky, T., & Mercado, J. (2014). *Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe*.

Magos, M., Vallés, L., Olaya, J., Zequera, M., & Vera-Vera, J. (2016). Method for determining total losses in distribution transformers from the percentage of carbon silicon steel sheet. *DYNA (Colombia)*, 83(198), 148–153.
<https://doi.org/10.15446/dyna.v83n198.51620>

Maldonado, J., & Cando, P. (2018). *DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE ALGORITMO DE*

COMPENSACIÓN EN SISTEMAS DE MEDICIÓN [UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE CUENCA].

<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/15483/5/UPS-CT007613.pdf>

Manrique, J. (2011). *CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA*.

MEER. (2011). *HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD Y UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA*.

MEER. (2018). *Plan Maestro de Electricidad*. <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>

Mena, V., Flores, R., & Vásquez, P. (2010). *Herramienta computacional parametrizable para selección óptima de conductores entre dos nodos de una red de distribución*.

Moretran. (2022). *Transformadores Pad Mounted*. <https://www.moretran.ec/trifasico-padmouted/>

Núñez, F. (2019). *CENTRALES DE GENERACION Y CENTRALES DE GENERACION Y SUBESTACIONES ELECTRICAS* (Segunda Edición).

Ochoa, A. (2010). *ESTUDIO PARA DETERMINAR LAS PERDIDAS DE ENERGIA DEL ALIMENTADOR 124 PERTENECIENTE AL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA ELECTRICA AZOGUES*. UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA.

Orellana, I., & Ramón, P. (2017). *Determinación de los factores de carga y pérdidas en los transformadores de distribución por estratos de consumo en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A* [Universidad Politécnica Salesiana].

<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/14767/1/UPS-CT007257.pdf>

Orozco, L. (2018). *DESARROLLO DE UN MANUAL DE MANTENIMIENTO Y MONTAJE DE UN TRANSFORMADOR, DEL CAMPO DE ENTRENAMIENTO DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN EN EL INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR VIDA NUEVA* [INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR VIDA NUEVA].

<http://dspace.istvidanueva.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/75/43.1290-OROZCO-SAMANIEGO-LENIN-STALIN%20MACHAY.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Pacori, R., & Fernández, G. (2017). *ESTUDIO Y ANÁLISIS DE UNA METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA REGIÓN DE PUNO 2017*. UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO.

Paredes, J. (2021). *RECONFIGURACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA* [UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE].

<http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/11241/2/04%20MEL%2011%20TRA%20BAJO%20GRADO.pdf>

Peña, H., & Prentice, J. (2010). *NORMAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN* [UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA. SEDE GUAYAQUIL].

<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2195/12/UPS-GT000157.pdf>

Proaño, E. (2014). *MONTAJE DE ACOMETIDAS ELÉCTRICAS DESDE EL TRANSFORMADOR DE 1.5 MVA A SUBTABLEROS DE DISTRIBUCIÓN Y DE ESTOS A LAS MÁQUINAS DE LA INDUSTRIA METALMECÁNICA SEDEMI*. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.

Ramírez, S. (2009). *Redes de Distribución de Energía*.

<http://blog.espol.edu.ec/econde/files/2012/08/libro-redes-de-distribucion.pdf>

Santamaría, F. (2008). *DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS DE LA RED SUBTERRÁNEA DEL ALIMENTADOR 12 DE NOVIEMBRE DE LA SUBESTACIÓN ATOCHA Y LORETO, DE LA E.E.A.S.A. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL*.

Vásquez, L. (2013). *Diseño de un laboratorio de pruebas eléctricas para transformadores de distribución de la empresa R.V.R. Transformadores [UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE QUITO]*. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/4186>

Vásquez, M. (2019). *REDISEÑO ÓPTIMO DE REDES RADIALES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN BAJO VOLTAJE CONSIDERANDO LAS RESTRICCIONES DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA Y URBANA EXISTENTE [ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL]*. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20393>

ANEXOS

ANEXO A Consumos de Energía y Abonados del Circuito de Prueba

Tabla 6. 1 Consumo Promedio de Energía por Suministro Eléctrico

N° Transformador	Poste	Suministro Eléctrico	Consumo Promedio de Energía por Suministro Eléctrico (kWh)
14297	36663	306556	847,25
		164088	14,58
		323630	173,00
		314745	21,33
		384513	162,25
		378930	112,25
		431845	111,83
	36664	145422	104,08
		393260	179,25
		429852	87,33
		149228	97,42
		226924	27,00
		192542	133,33
	36665	146406	24,08
		208021	64,17
		318259	59,58
		31840	61,58
		319221	42,00
14298	36665	364194	0,58
	36666	149367	6,08
		174199	106,08
		211131	86,25
		320090	132,17
		379878	174,08
		353828	103,17
	36667	157966	94,75
		160601	29,17
		382083	84,17
	36668	331891	70,08
		230626	79,50
		345492	175,92

		392981	180,33
		386163	203,25
	36669		
14300	36661		
	36662	125330	79,75
		127819	4,50
		360906	22,58
		413567	94,50
		453935	45,00
	36663		
	36674	127575	95,00
		348246	101,83
		145464	3,42
		126923	98,08
		126919	77,83
		226005	312,50
		396770	130,50
		362756	144,00
	36675	159821	147,00
		230043	45,75
		409933	186,25
		433407	100,92
	36676	220719	12,92
		121485	7,17
		176179	222,92
		353826	104,08
		377975	18,75
		358736	98,00
	36677	174291	72,50
		224637	51,50
		125628	1,17
		194477	534,75
14301	36678		
	36679		
	36680	345396	126,72
		154584	7,08
		307487	96,92
		363354	164,33
	36681	149424	153,25
		341763	64,58
		166565	37,58

		427271	91,75
		427983	3,58
	36682	347069	13,58
		147785	95,92
		341287	164,33
		345253	61,75
		145723	163,67
	36683		
14302	36684	126920	108,92
		145461	107,00
		402194	13,67
	36685	139734	88,58
		230257	474,83
		317715	10,00
		145459	30,83
		387496	247,00
		385157	257,58
	36686	173629	59,00
		226558	81,83
		134360	227,33
		378920	149,00
		355381	50,25
	36687	218644	46,08
		119514	50,00
		152869	110,08
		33902	1,00
		148365	147,25
		211140	143,08
		121647	247,17
14303	36688	152062	200,83
		223577	131,33
		376725	343,92
		410423	154,17
		442952	124,25
		440388	32,67
		443799	8,67
	36689	335182	126,83
		145427	40,33
		409849	176,67
		383064	25,50
		395114	131,92

		449440	24,00
	36690	184934	55,08
		332194	42,67
		188724	119,25
		388054	65,33
		427521	67,17
		429567	11,83
	36691	218930	10,58
14304	36692		
	36693	212954	211,50
		196158	47,08
		216801	27,92
		406073	516,42
		448734	6,00
	36694	208909	354,92
		127731	85,08
		217764	29,92
		128736	228,17
		148395	246,42
	36695	185219	164,33
		121888	84,33
		145419	339,33
		169704	112,00
		331349	115,00
		331347	175,00
		357339	155,00
		149887	52,00
		410813	76,67
	36696		
	36697		
14306	36698	310046	45,83
		174824	162,83
		392327	272,58
		449441	90,00
	36699	170653	90,00
		205621	278,17
		226399	0,33
		441813	222,00
		332326	70,58
		400920	112,83
		449438	16,00

	36700	317424	117,33
		176870	128,42
		382077	86,67
		423971	14,50
	36701	116459	156,42
		434521	91,67
14307	36702	429754	141,42
	36703	342666	93,67
	36704	230671	1703,25
		230501	61,92
		225463	102,67
	36705	124508	11,17
		143988	104,08
		366014	84,50
14308	36706	434831	31,00
		225690	54,00
	36707	152856	32,92
		231446	144,58
	36708	159965	28,17
		349610	144,17
		203025	39,42
		428269	96,08
		454500	51,00
	36709	223199	44,00

Tabla 6. 2 Consumo de Energía por Poste

N° Transformador	Poste	Consumo de Energía Total en Poste (kWh)
14297	36663	1442,50
	36664	628,41
	36665	252,00
14298	36665	0,58
	36666	607,83
	36667	208,09
	36668	709,08
	36669	0,00
14300	36661	0,00
	36662	246,33
	36674	963,17
	36675	479,92

	36676	463,83
	36677	659,92
14301	36678	0,00
	36679	0,00
	36680	126,72
	36681	350,75
	36682	499,25
	36683	0,00
14302	36684	229,59
	36685	1108,83
	36686	567,42
	36687	744,67
14303	36688	995,85
	36689	525,26
	36690	361,33
	36691	10,58
14304	36692	0,00
	36693	808,92
	36694	944,50
	36695	1273,67
	36696	0,00
	36697	0,00
14306	36698	571,25
	36699	789,91
	36700	346,92
	36701	248,09
14307	36702	141,42
	36703	93,67
	36704	1867,83
	36705	199,75
14308	36706	85,00
	36707	177,50
	36708	358,83
	36709	44,00

Tabla 6. 3 Consumo Total de Energía por Transformador

N° Transformador	Consumo Total de Energía de Suministros Eléctricos por Transformador (kWh)
14297	2322,91
14298	1525,58
14300	2813,16
14301	976,72
14302	2650,50
14303	1893,02
14304	3027,09
14306	1956,17
14307	2302,67
14308	665,33

Tabla 6. 4 Consumo de Energía de Alumbrado Público por Poste

Consumo de Energía Alumbrado Público por Poste			
N° Transformador	Poste	Potencia de Luminaria en (W)	Consumo de Energía Alumbrado Público (kWh)
14297	36663	125	45
	36664	125	45
	36665	125	45
	36666	125	45
	36667	125	45
	36668	125	45
	36669	125	45
14300	36661	125	45
	36662	125	45
	36674	125	45
	36675	125	45
	36676	125	45
14301	36677	125	45
	36678	125	45
	36679	125	45
	36680	125	45
	36681	125	45
	36682	125	45
	36683	125	45
14302	36684	125	45

	36685	125	45
	36686	125	45
	36687	125	45
14303	36688	125	45
	36689	125	45
	36690	125	45
	36691	125	45
14304	36692	125	45
	36693	125	45
	36694	125	45
	36695	125	45
	36696	125	45
	36697	125	45
14306	36698	125	45
	36699	125	45
	36700	125	45
	36701	125	45
14307	36702	125	45
	36703	125	45
	36704	125	45
	36705	125	45
14308	36706	125	45
	36707	125	45
	36708	125	45
	36709	125	45

Tabla 6. 5 Consumo de Energía Total de Alumbrado Público por Transformador

Consumo de Energía Total de Alumbrado Público por Transformador	
N° Transformador	Consumo de Energía Total de Alumbrado Público (kWh)
14297	135
14298	180
14300	270,36
14301	270
14302	180
14303	180
14304	270
14306	180
14307	180
14308	180

Tabla 6. 6 Número de Abonador por Poste

Número de Abonados por Poste		
N° Transformador	Poste	Total Abonados por Poste
14297	36663	7
	36664	6
	36665	5
14298	36665	1
	36666	6
	36667	3
	36668	5
	36662	5
	36674	8
	36675	4
	36676	6
	36677	4
	36680	4
	36681	5
	36682	5
14302	36684	3
	36685	6
	36686	5
	36687	7
14303	36688	7
	36689	6
	36690	6
	36691	1
	36693	5
	36694	5
	36695	9
14306	36698	4
	36699	7
	36700	4
	36701	2
14307	36702	1
	36703	1
	36704	3
	36705	3
14308	36706	2
	36707	2

	36708	5
	36709	1

Tabla 6. 7 Total de Abonados por Transformador

Total de Abonados por Transformador	
N° Transformador	Total Abonados
14297	18
14298	15
14300	27
14301	14
14302	21
14303	20
14304	19
14306	17
14307	8
14308	10

ANEXO B Cálculo de la Demanda de Diseño (Método REA)

Tabla 6. 8 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°: 14297

N° Transformador	14297
Consumo de Energía Total kWh	2322,91
Consumo de Energía Promedio KWh	129,05
Método REA	
Factor A	25,77
Factor B	0,44
DMCoin (kW)	11,27
Fp	0,95
DMCTotal (kVA)	11,86

Tabla 6. 9 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°:14298

N° Transformador	14298
Consumo de Energía Total kWh	1525,58
Consumo de Energía Promedio KWh	101,71
Método REA	
Factor A	22,67
Factor B	0,35
DMCoin (kW)	8,03
Fp	0,95
DMCTotal (kVA)	8,45

Tabla 6. 10 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°: 14300

N° Transformador	14300
Consumo de Energía Total kWh	2813,16
Consumo de Energía Promedio kWh	104,19
Método REA	
Factor A	34,89
Factor B	0,36
DMCoin (kW)	12,62
Fp	0,95
DMCTotal (kVA)	13,29

Tabla 6. 11 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°: 14301

N° Transformador	14301
Consumo de Energía Total kWh	976,72
Consumo de Energía Promedio kWh	69,77
Método REA	
Factor A	21,63
Factor B	0,25
DMCoin (kW)	5,49
Fp	0,95
DMCTotal (kVA)	5,78

Tabla 6. 12 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°: 14302

N° Transformador	14302
Consumo de Energía Total kWh	2650,50
Consumo de Energía Promedio kWh	126,21
Método REA	
Factor A	28,83
Factor B	0,43
DMCoin (kW)	12,36
Fp	0,95
DMCTotal (kVA)	13,01

Tabla 6. 13 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°: 14303

N° Transformador	14303
Consumo de Energía Total kWh	1893,02
Consumo de Energía Promedio KWh	94,65
Método REA	
Factor A	27,81
Factor B	0,33
DMCoin (kW)	9,24
Fp	0,95
DMCTotal (kVA)	9,73

Tabla 6. 14 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°: 14304

N° Transformador	14304
Consumo de Energía Total kWh	3027,09
Consumo de Energía Promedio KWh	159,32
Método REA	
Factor A	26,79
Factor B	0,53
DMCoin (kW)	14,11
Fp	0,95
DMCTotal (kVA)	14,86

Tabla 6. 15 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°: 14306

N° Transformador	10306
Consumo de Energía Total kWh	1956,17
Consumo de Energía Promedio KWh	115,07
Método REA	
Factor A	24,74
Factor B	0,40
DMCoin (kW)	9,77
Fp	0,95
DMCTotal (kVA)	10,29

Tabla 6. 16 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°: 14307

N° Transformador	14307
Consumo de Energía Total kWh	2302,67
Consumo de Energía Promedio kWh	287,83
Método REA	
Factor A	15,03
Factor B	0,89
DMCoin (kW)	13,37
Fp	0,95
DMCTotal (kVA)	14,07

Tabla 6. 17 Demanda Máxima Coincidente Transformador N°: 14308

N° Transformador	14308,00
Consumo de Energía Total kWh	665,33
Consumo de Energía Promedio kWh	66,53
Método REA	
Factor A	17,33
Factor B	0,24
DMCoin (kW)	4,22
Fp	0,95
DMCTotal (kVA)	4,44

Tabla 6. 18 Demanda de Diseño de los Transformadores en estudio

N° Transformador	Demanda Máxima Coincidente Total DMCTotal (kVA)	Demanda Alumbrado Público DAP (kVA)	Demanda de Pérdidas Técnicas DPT = 3,6%DMCtotal (kVA)	Demanda de Diseño DD= DMCTotal + DAP + DPT (kVA)
14297	11,86	0,3947	0,4269	12,68
14298	8,45	0,5263	0,3043	9,28
10300	13,29	0,7905	0,4784	14,56
14301	5,78	0,7895	0,2079	6,77
14302	13,01	0,5263	0,4683	14,00
10303	9,73	0,5263	0,3502	10,60
10304	14,86	0,7895	0,5349	16,18
10306	10,29	0,5263	0,3704	11,18
14307	14,07	0,5263	0,5066	15,11
10308	4,44	0,5263	0,1597	5,12

ANEXO C Cálculo Pérdidas en Redes Secundarias

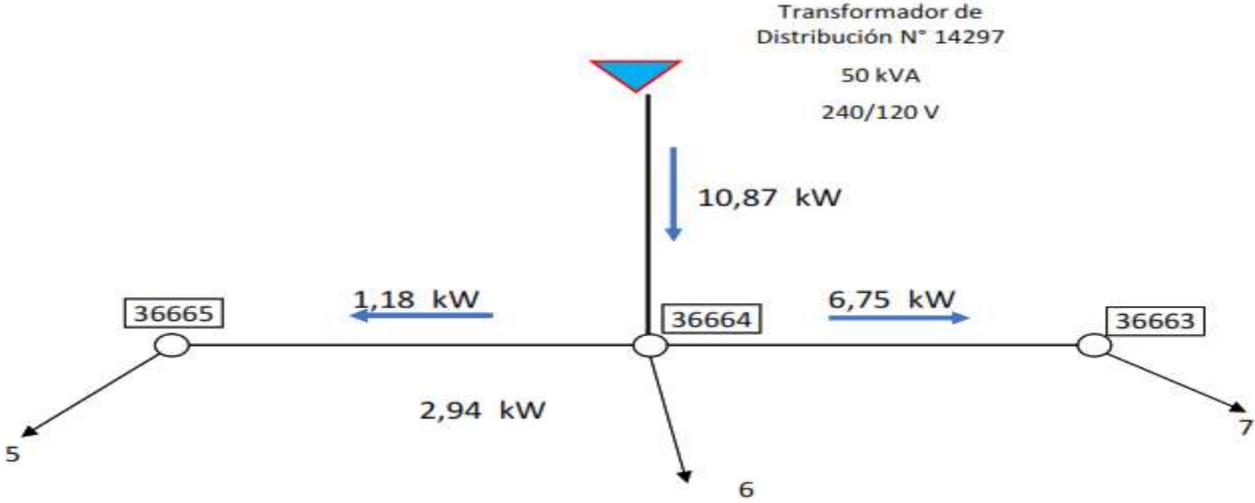


Tabla 6. 19 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14297

	Tramo 36664-3663	Tramo 36664-3665	Total Per.Ef.Joule (W)
Intensidad (A):	53,43	9,33	
Resistencia Conductor (ohm/km):	0,856	0,856	
Longitud (km):	0,03586	0,03567	
Pér. Efec.Joul (W):	21,43	0,65	22,08

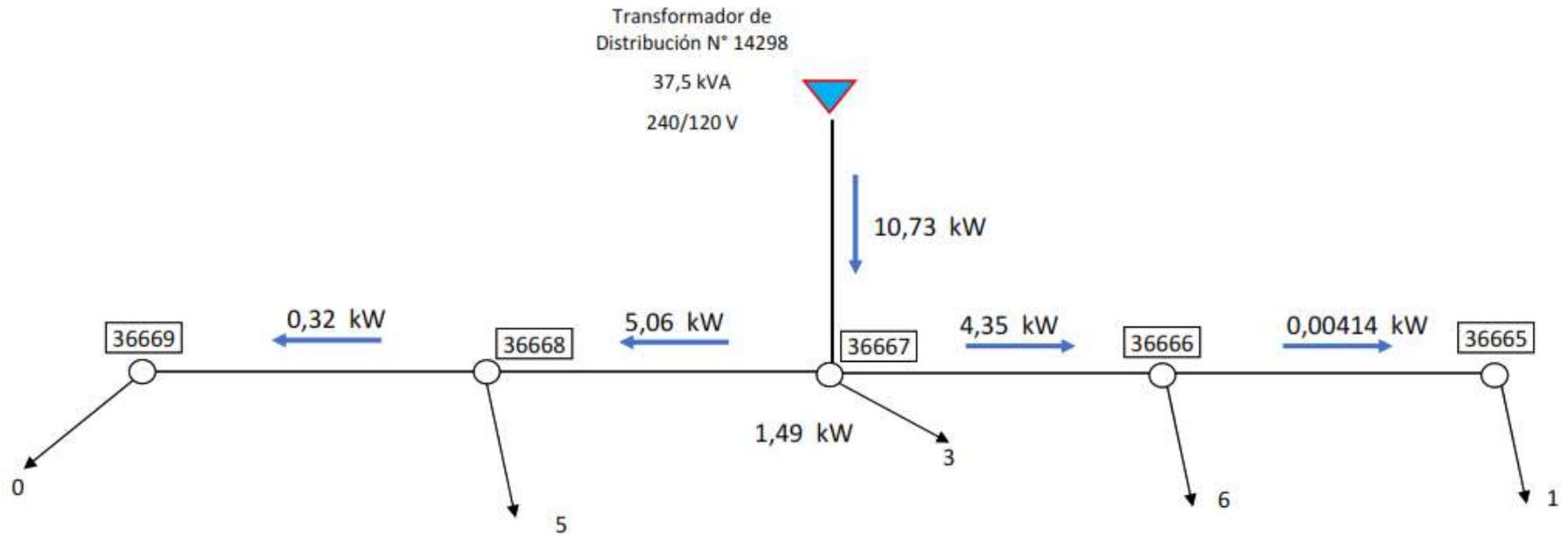


Tabla 6. 20 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14298

	Tramo 36666-36665	Tramo 36667-36666	Tramo 36667-36668	Tramo 36668-36669	Total Per.Ef.Joule (W)
Intensidad (A):	0,03	34,40	40,10	2,54	
Resistencia Conductor (ohm/km):	0,856	0,856	0,856	0,856	
Longitud (km):	0,03527	0,03677	0,03614	0,01597	
Pér. Efec.Joul (W):	0,00000794	9,11	12,17	0,02	21,30

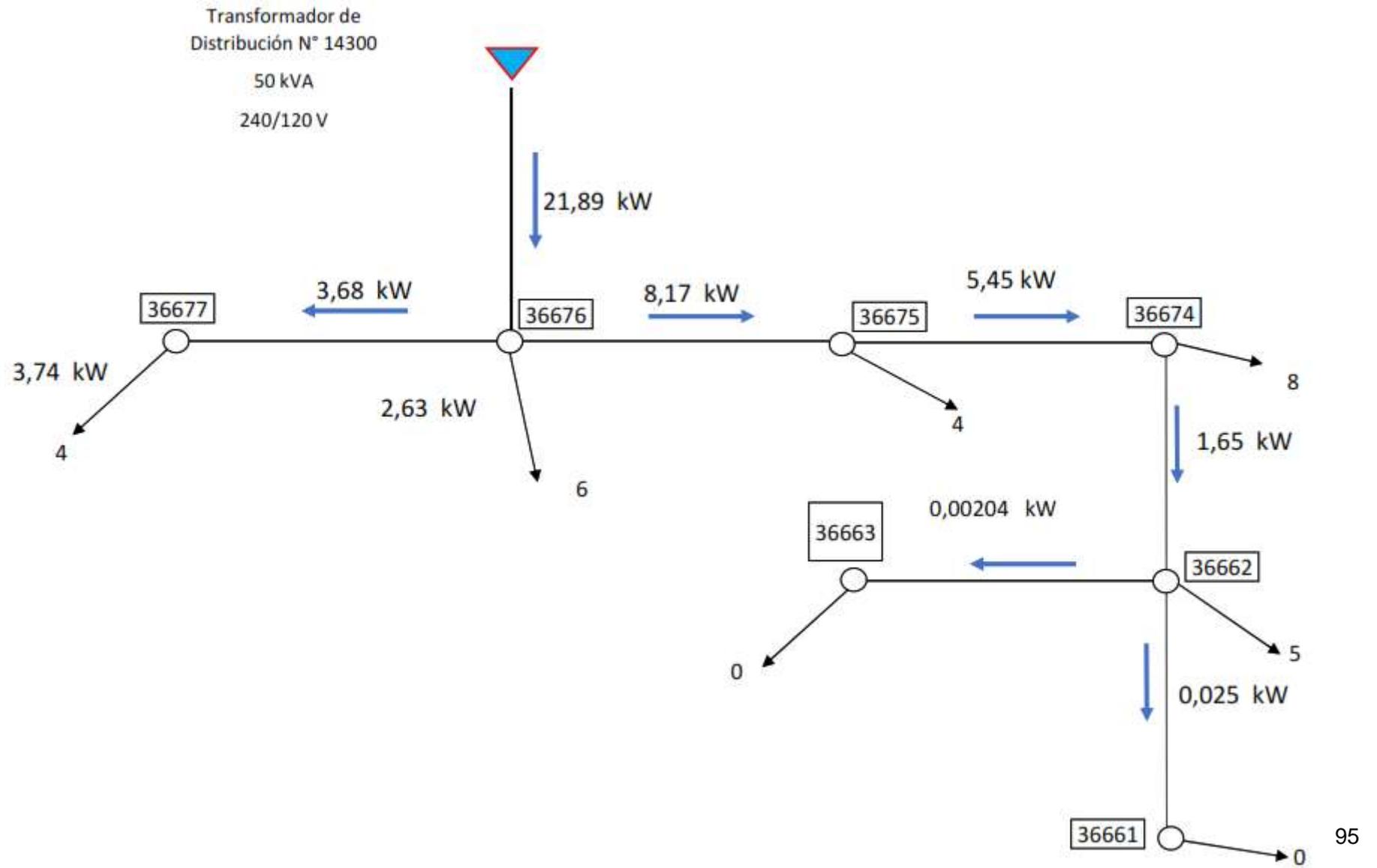


Tabla 6. 21 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14300

	Tramo 36662-36661	Tramo 36662-36663	Tramo 36674-36662	Tramo 36675-36674	Tramo 36676-36675	Tramo 36676-36677	Total Per.Ef.Joule (W)
Intensidad (A):	2,02	0,02	13,07	43,16	28,95	29,57	
Resistencia Conductor (ohm/km):	0,856	0,856	0,856	0,856	0,856	0,856	
Longitud (km):	0,03519	0,0174	0,03566	0,01436	0,03741	0,03416	
Pér. Efec.Joul (W):	0,03	0,00	1,28	5,60	6,57	6,25	19,73

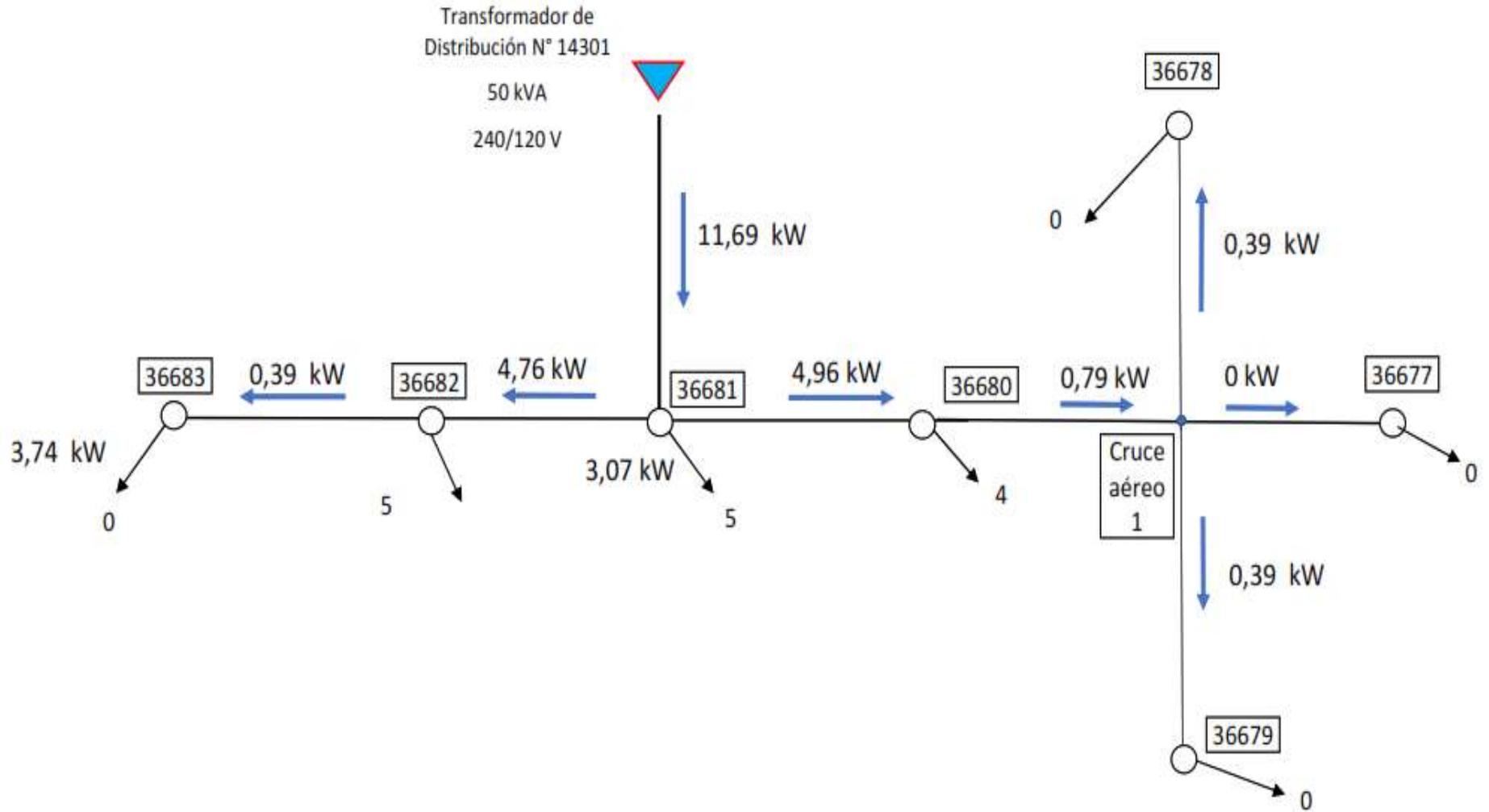


Tabla 6. 22 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14301

	Tramo Cruce1- 36677	Tramo Cruce1- 36678	Tramo Cruce1- 36679	Tramo 36680- Cruce1	Tramo 36681-36680	Tramo 36681-36682	Tramo 36682-36683	Total Per.Ef.Joule (W)
Intensidad (A):	0,00	3,12	3,12	6,23	39,29	37,69	3,12	
Resistencia Conductor (ohm/km):	0,856	0,856	0,856	0,856	0,856	0,856	0,856	
Longitud (km):	0,02256	0,01617	0,0182	0,01368	0,03601	0,03592	0,01382	
Pér. Efec.Joul (W):	0,00	0,03	0,04	0,11	11,64	10,68	0,03	22,53

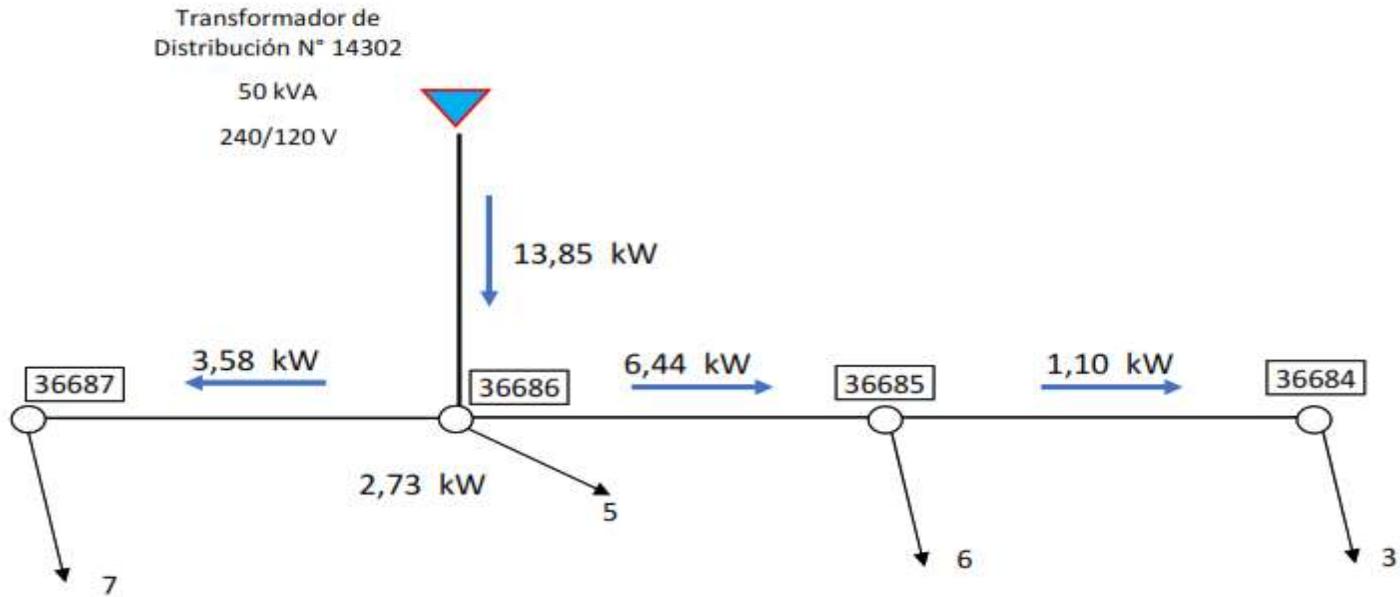


Tabla 6. 23 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14302

	Tramo 36685-36684	Tramo 36686-36685	Tramo 36686-36687	Total Per.Ef.Joule (W)
Intensidad (A):	8,74	17,08	28,34	
Resistencia Conductor (ohm/km):	0,856	0,856	0,856	
Longitud (km):	0,01782	0,0359	0,03578	
Pér. Efec.Joul (W):	0,28494137	2,19	6,02	8,50

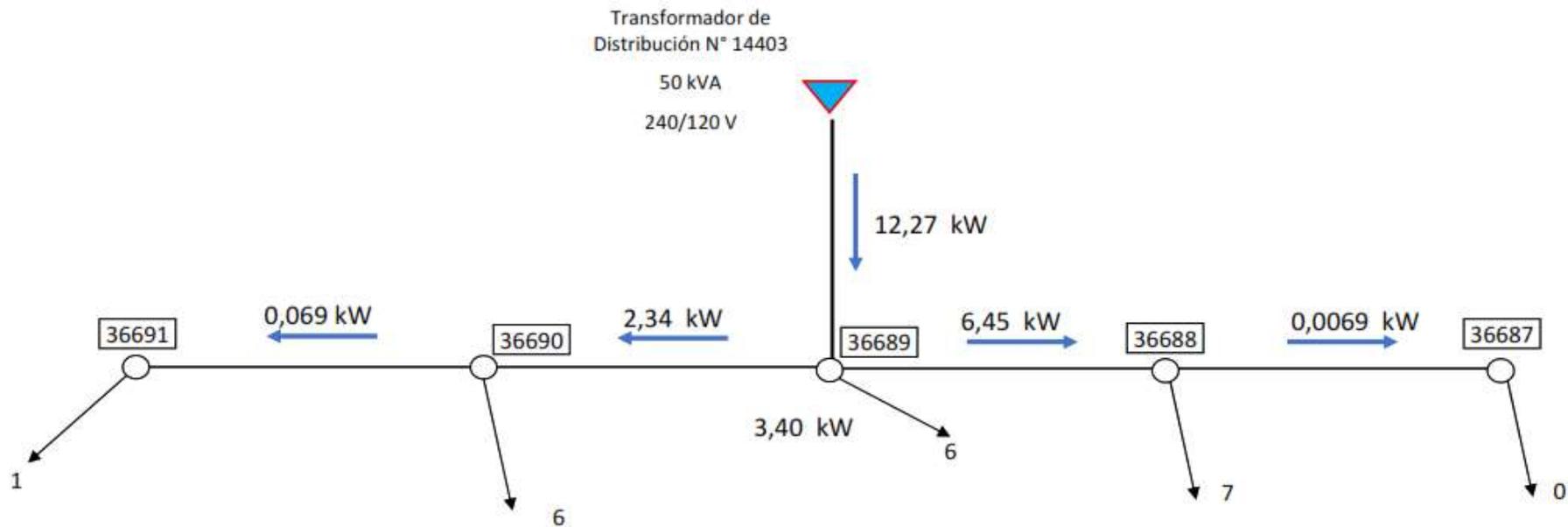


Tabla 6. 24 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14303

	Tramo 36688-36687	Tramo 36689-36688	Tramo 36689-36690	Tramo 36690-36691	Total Per.Ef.Joule (W)
Intensidad (A):	0,05	33,38	18,53	0,54	
Resistencia Conductor (ohm/km):	0,856	0,856	0,856	0,856	
Longitud (km):	0,03406	0,03622	0,03657	0,02929	
Pér. Efec.Joul (W):	0,00001875	8,45	2,63	0,00	11,08

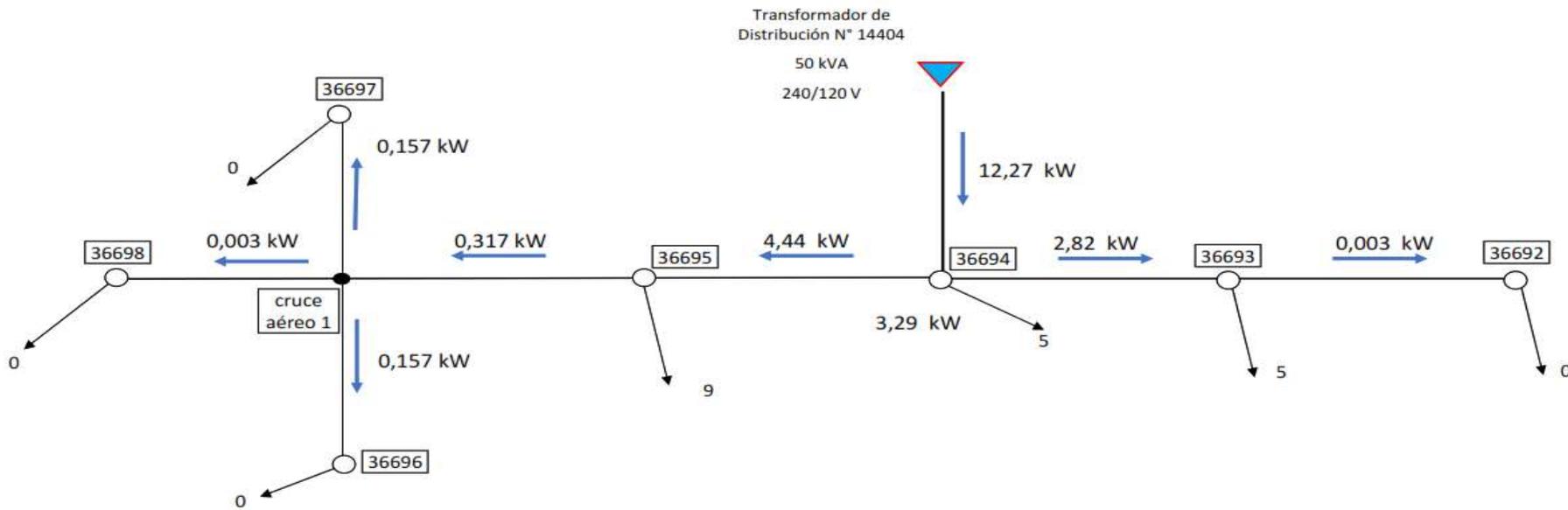


Tabla 6. 25 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14304

	Tramo 36693-36692	Tramo 36694-36693	Tramo 36694-36695	Tramo 36695-Cruce 1	Tramo Cruce 1 - 36696	Tramo Cruce 1 - 36697	Tramo Cruce 1 - 36698	Total Per.Ef.Joule (W)
Intensidad (A):	0,03	28,89	35,16	0,34	1,24	1,24	0,03	
Resistencia Conductor (ohm/km):	0,856	0,856	0,856	0,856	0,856	0,856	0,856	
Longitud (km):	0,01811	0,03601	0,035	0,02052	0,01788	0,02042	0,0155	
Pér. Efec.Joul (W):	0,00000289	6,29	9,06	0,00	0,01	0,01	0,00	15,36

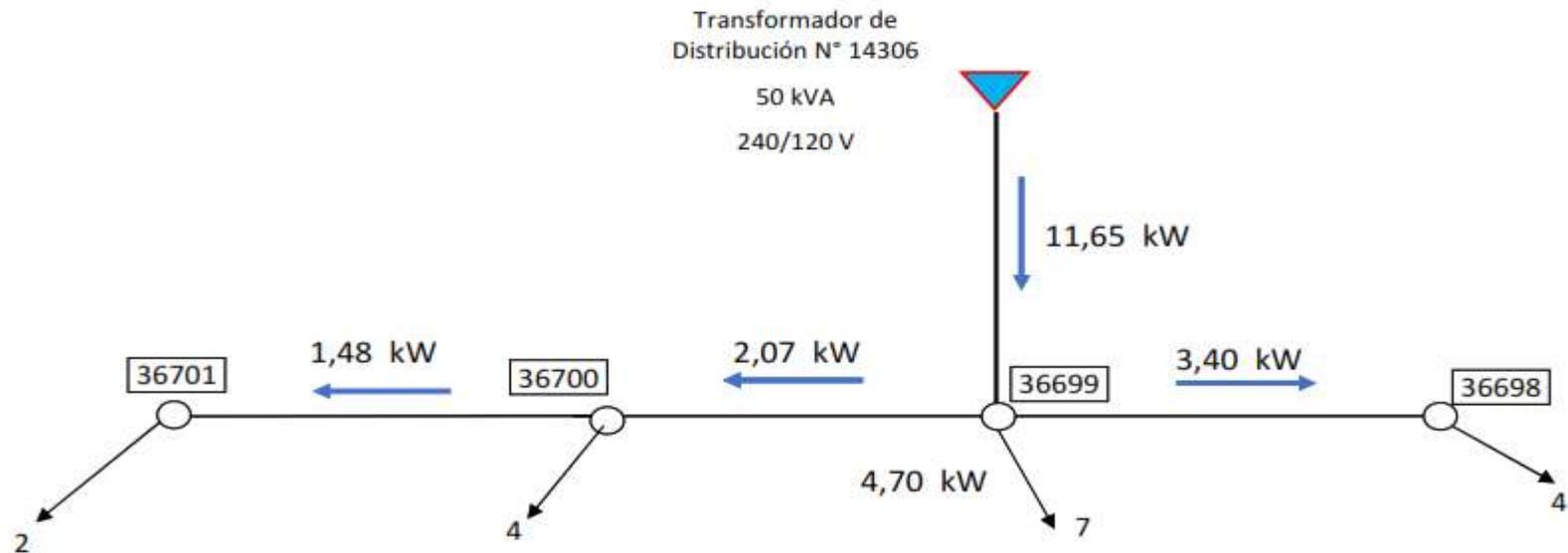


Tabla 6. 26 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14306

	Tramo 36699-36698	Tramo 36699-36700	Tramo 36700-36701	Total Per.Ef.Joule (W)
Intensidad (A):	7,41	54,72	5,85	
Resistencia Conductor (ohm/km):	0,856	0,856	0,856	
Longitud (km):	0,03466	0,04	0,033	
Pér. Efec.Joul (W):	0,40	25,07	0,24	25,71

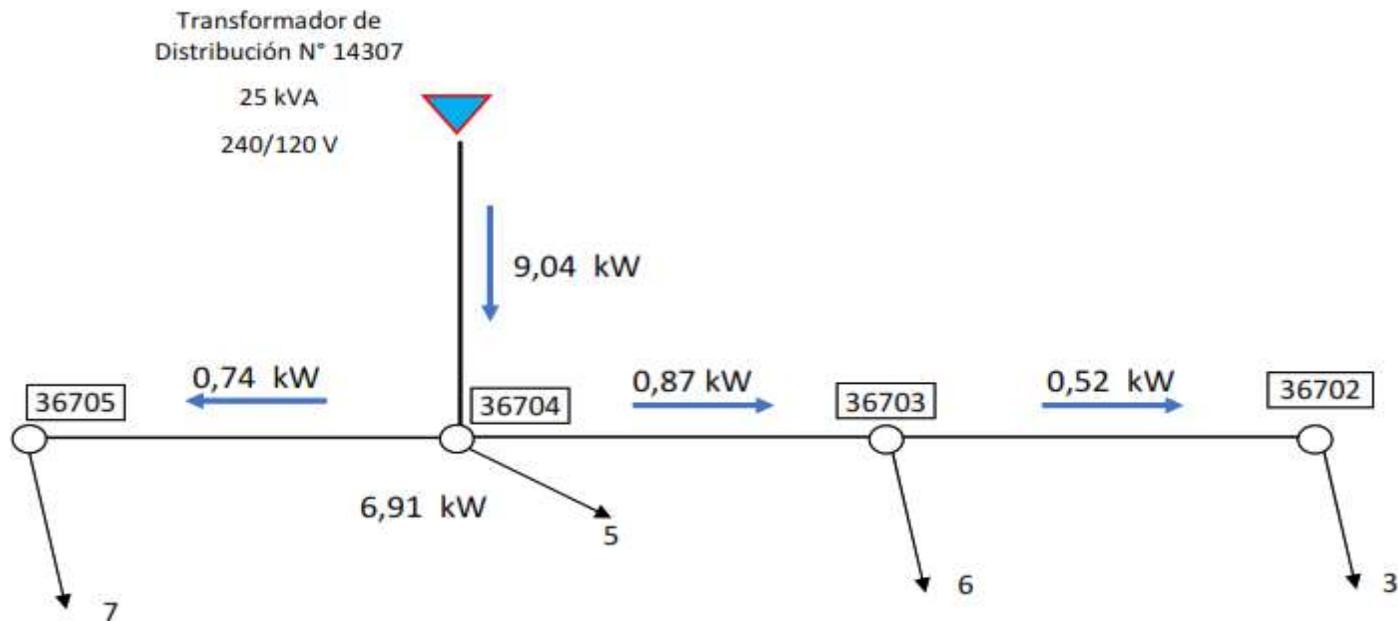


Tabla 6. 27 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14307

	Tramo 36703-36702	Tramo 36704-36703	Tramo 36704-36705	Total Per.Ef.Joule (W)
Intensidad (A):	4,14	15,70	5,85	
Resistencia Conductor (ohm/km):	0,856	0,856	0,856	
Longitud (km):	0,01463	0,04245	0,03	
Pér. Efec.Joul (W):	0,05257078	2,19	0,22	2,46

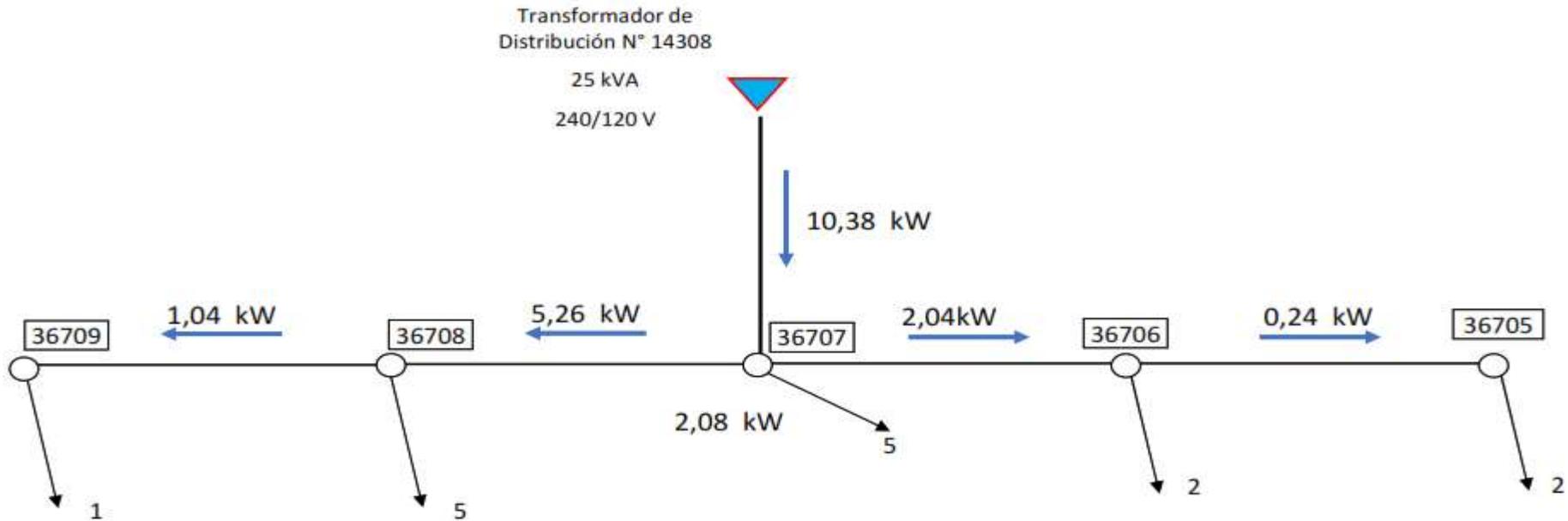


Tabla 6. 28 Pérdidas en Red Secundaria Transformador N°: 14308

	Tramo 36706-36705	Tramo 36707-36706	Tramo 36707-36708	Tramo 36708-36709	Total Per.Ef.Joule (W)
Intensidad (A):	0,19	11,97	41,61	8,27	
Resistencia Conductor (ohm/km):	0,856	0,856	0,856	0,856	
Longitud (km):	0,03372	0,0362	0,03752	0,04176	
Pér. Efec.Joul (W):	0,000249	1,09	13,60	0,60	15,29

