



Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Carrera de Electricidad

**ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE
LA EMPRESA ELÉCTRICA CENTRO SUR CA Y SU IMPACTO TÉCNICO Y
ECONÓMICO**

Trabajo de titulación previo a la
obtención del título de Ingeniero
Eléctrico

Autores:

Jorge Isaac Sánchez Vásquez

José Ignacio Ulloa Rodas

Director:

Claudio Esteban Albornoz Vintimilla

ORCID:  0009-0002-4811-2020

Cuenca, Ecuador

2024-09-23

Resumen

En la distribución de energía eléctrica, los transformadores son esenciales, ya que permiten transferir energía de media a baja tensión, ajustándose a las necesidades de los usuarios finales. La Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR enfrenta el desafío de asegurar la eficiencia y fiabilidad de sus transformadores de distribución, tanto técnica como económicamente. Este trabajo de titulación realiza un análisis detallado sobre la cargabilidad y eficiencia de estos equipos en CENTROSUR, abarcando aspectos técnicos, operativos y económicos, como el sobredimensionamiento y las pérdidas asociadas. Dado que la demanda de energía y la capacidad instalada no siempre crecen al mismo ritmo, es crucial realizar una evaluación exhaustiva para optimizar el dimensionamiento de los transformadores. La investigación se organiza en capítulos que explican desde el funcionamiento de los transformadores y sus componentes, hasta un análisis comparativo de metodologías de dimensionamiento utilizadas por otras empresas distribuidoras en el país. También incluye un análisis de costos de pérdidas bajo diferentes escenarios del factor de utilización en el sistema de distribución, considerando dos casos específicos de transformadores, implementando curvas de medición y criterios de sobrecarga establecidos por las normas ANSI/IEEE C57.91-1981 y la Guía Técnica Colombiana GTC 50. Este trabajo de titulación busca proponer prácticas más eficientes en la gestión de transformadores de distribución, con el objetivo de reducir pérdidas energéticas y mejorar las prácticas profesionales en la red de distribución eléctrica de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR.

Palabras clave del autor: transformador, cargabilidad, pérdidas



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

Repositorio Institucional: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Abstract

In the distribution of electric power, transformers are essential, since they allow the transfer of energy from medium to low voltage, adjusting to the needs of end users. Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR faces the challenge of ensuring the efficiency and reliability of its distribution transformers, both technically and economically. This degree work performs a detailed analysis of the loadability and efficiency of this equipment in CENTROSUR, covering technical, operational and economic aspects, such as oversizing and associated losses. Since energy demand and installed capacity do not always grow at the same rate, it is crucial to perform a thorough evaluation to optimize transformer sizing. The research is organized in chapters that explain from the operation of transformers and their components, to a comparative analysis of sizing methodologies used by other distribution companies in the country. It also includes an analysis of loss costs under different scenarios of the utilization factor in the distribution system, considering two specific cases of transformers, implementing measurement curves and overload criteria established by the ANSI/IEEE C57.91-1981 standards and the Colombian Technical Guide GTC 50. This degree work seeks to propose more efficient practices in the management of distribution transformers, with the objective of reducing energy losses and improving professional practices in the electric distribution network of Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR.

Author Keywords: transformer, loadability, losses



The content of this work corresponds to the right of expression of the authors and does not compromise the institutional thinking of the University of Cuenca, nor does it release its responsibility before third parties. The authors assume responsibility for the intellectual property and copyrights.

Institutional Repository: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Índice de contenido

Resumen	2
Abstract	3
Índice de Contenido	4
Índice de figuras	7
Índice de tablas	8
Agradecimientos	10
Dedicatoria	11
1. GENERALIDADES	13
1.1. Introducción	13
1.2. Objetivos	14
1.2.1. Objetivo general	14
1.2.2. Objetivos específicos	14
1.3. Alcance	14
1.4. Justificación	15
1.5. Antecedentes	16
2. MARCO TEÓRICO	18
2.1. Transformador	18
2.1.1. Principio de funcionamiento de los transformadores de distribución	18
2.1.2. Partes constructivas de un transformador	21
2.1.2.1. Núcleo	21
2.1.2.2. Devanado primario y secundario	23
2.1.2.3. Tanque y Sistema de Enfriamiento	24
2.2. Factores del sistema de distribución	25
2.2.1. Demanda $D(t)$	25
2.2.2. Demanda Máxima (DM)	25
2.2.3. Demanda Máxima Diversificada (DMD)	26
2.2.4. Demanda Promedio	26
2.2.5. Capacidad Instalada (PI)	26

2.2.6. Factor de Carga (FC)	26
2.2.7. Factor de Utilización (FU)	26
2.2.8. Factor de Utilización Media (FLA)	27
2.3. Pérdidas y eficiencias en transformadores	27
2.3.1. Pérdidas en Transformadores	27
2.3.2. Eficiencia en transformadores	29
2.4. Capacidad de carga en transformadores	32
2.4.1. Cargabilidad	32
2.4.2. Curva de carga equivalente	36
2.4.3. Pérdida de vida útil de transformadores	38
2.5. Cuadro normativo para dimensionamiento de transformadores	40
3. DESARROLLO	44
3.1. Evaluación de los factores de cargabilidad de los transformadores de distribución	44
3.2. Evaluación de pérdidas en el núcleo en los transformadores de distribución ante escenarios de factor de utilización	50
3.3. Evaluación de pérdidas de energía y económicas por sobredimensionamiento en los transformadores de distribución	55
3.4. Análisis comparativo de metodologías de dimensionamiento de transformadores de las empresas eléctricas distribuidoras nacionales	57
3.4.1. Demanda máxima unitaria proyectada DMU_p	58
3.4.2. Determinación del factor de potencia para cocinas de inducción fp_{ci}	65
3.4.3. Determinación de alumbrado público AP	65
3.4.4. Determinación de cargas especiales CE	67
3.4.5. Determinación del factor de sobrecarga μ	67
4. RESULTADOS	68
4.1. Factores de cargabilidad de la EERCS	68
4.1.1. Factores de cargabilidad de los transformadores de distribución de MT/BT asociados al sistema de la EERCS	68
4.1.2. Factores de cargabilidad por Subestaciones AT/MT asociados a la capacidad instalada en transformadores de distribución de MT/BT	68
4.1.3. Factores de cargabilidad de los transformadores de MT/BT por Alimentadores Primarios	69

4.1.4. Factores de cargabilidad a nivel de transformadores de distribución . . .	70
4.2. Análisis comparativo de costos de pérdidas en transformadores aplicando criterios de sobrecarga	72
4.3. Comparativa de dimensionamiento de transformadores empleado por las principales Empresas Eléctricas Regionales a nivel nacional	75
4.4. Retroalimentación a la metodología de dimensionamiento de transformadores utilizado por la EERCS con las virtudes identificadas en los métodos de las empresas de distribución del resto del país.	75
4.4.0.1. Demanda máxima unitaria proyectada DMU_p	75
4.4.0.2. Determinación del factor de coincidencia f_c	76
4.4.0.3. Determinación del factor de coincidencia para las cocinas de inducción $f_{c_{ci}}$	76
4.4.0.4. Determinación de cargas especiales CE	77
4.4.0.5. Determinación del factor de sobrecarga μ	77
5. Conclusiones y recomendaciones	78
5.1. Conclusiones	78
5.2. Recomendaciones	79
Referencias	81
A. Anexo	84
A.1. Anexo A: Perfiles de carga en las capacidades típicas de transformadores de distribución.	84
A.2. Anexo B: Código en Julia de optimización de costos basado en programación dinámica.	86
A.3. Anexo C: Factores de cargabilidad de alimentadores primarios.	91

Índice de figuras

2.1. Esquema de un Transformador. Fuente: Adaptación de Edison Tech Center . . .	19
2.2. Modelo de transformador ideal	20
2.3. Circuito equivalente del Transformador.	21
2.4. Pérdidas por corrientes de Foucault en núcleos magnéticos	22
2.5. Transformador tipo Carcasa.	22
2.6. Transformador tipo núcleo.	23
2.7. Devanados Concéntricos	24
2.8. Curva equivalente de carga para transformadores monofásicos. Fuente: CEN- TROSUR [1]	37
2.9. Curva equivalente de carga para transformadores trifásicos. Fuente: CENTRO- SUR [1]	38
2.10. Expectativa de vida de transformadores de distribución [2]	40
3.1. Cantidad de transformadores monofásicos Fuente: CENTROSUR [1]	48
3.2. Cantidad de transformadores trifásicos Fuente: CENTROSUR [1]	49
3.3. Distribución normal para determinación de la muestra de transformadores Fuen- te: CENTROSUR	50
3.4. Costo de pérdidas en vacío (Ahorro) en diferentes escenarios de FU.	54
4.1. Factores de cargabilidad a nivel total del sistema de la EERCS	69
4.2. Factores de cargabilidad a nivel subestaciones.	70
4.3. Factores de cargabilidad a nivel de alimentadores primarios.	71
4.4. Factores de cargabilidad promedio de transformadores de distribución.	71
4.5. Mediciones de carga en transformadores de 10KVA	72
4.6. Perfil de carga de transformador de 37.5 kVA con código único 30450.	73
4.7. Perfil de carga de transformador de 75 kVA con código único 10107.	73
A.1. Perfiles de carga en transformadores de 15 kVA	84
A.2. Perfiles de carga en transformadores de 25 kVA	84
A.3. Perfiles de carga en transformadores de 37.5 kVA	85
A.4. Perfiles de carga en transformadores de 50 kVA	85
A.5. Perfiles de carga en transformadores de 75 kVA	86
A.6. Perfiles de carga en transformadores de 100 kVA	86
A.7. Factores de cargabilidad a nivel de alimentadores primarios.	91

Índice de tablas

2.1. Alternativas de reducción de pérdidas [2].	31
2.2. Capacidad de sobrecarga de transformadores de distribución IEEE Std C57.91TM-2011 [3].	36
2.3. Descripción de Curva equivalente de carga[2]	37
2.4. Elevación de temperatura promedio en devanados del transformador[3]	39
2.5. Niveles de eficiencia NEMA clase 1 para transformadores de distribución llenos de líquido [4]	42
3.1. Capacidad instalada de transformadores de distribución MT/BT por subestación. Fuente: CENTROSUR	45
3.2. Capacidad instalada de transformadores de distribución MT/BT por alimentador. Fuente: CENTROSUR	46
3.3. Asignación de muestras por capacidad de transformadores.	50
3.4. Pérdidas en transformadores monofásicos (NTE INEN 2114)	51
3.5. Pérdidas en transformadores trifásicos (NTE INEN 2115)	51
3.6. Pérdidas de transformadores según NTE INEN 2114.[5]	52
3.7. Pérdidas de transformadores según NTE INEN 2115.[6]	53
3.8. Pérdidas y ahorro de escenario de transformadores de distribución	55
3.9. DMU_p en función del área promedio de lotes y tipo de usuario para sectores urbano y rural para la EERSSA.	59
3.10. Categoría de Estrato de Consumo y Escalas de Consumo para EEQ.	59
3.11. Demanda máxima unitaria por estrato considerados en la EEQ.	60
3.12. Valores de consumo mínimo y máximo por categoría de estrato considerados en la EEASA.	60
3.13. Demanda Máxima Unitaria (DMU) por categoría para la EEASA.	61
3.14. Factores de potencia sugeridos para clientes por empresa eléctrica distribuidora.	61
3.15. Factor de coincidencia (p.u.) para clientes residenciales de la EERCS.	62
3.16. Factor de coincidencia para clientes residenciales de la EEQ.	63
3.17. Factor de coincidencia para Cocinas de Inducción para la EERCS.	65
3.18. Factor de coincidencia para Cocinas de Inducción de la EEASA.	66
3.19. Factores de potencia sugeridos para cocinas de inducción por empresa eléctrica distribuidora.	66
3.20. Factor de sobrecarga de empresas eléctricas a nivel nacional.	67

4.1. Factores de cargabilidad a nivel total del sistema de la EERCS.	68
4.2. Factores de cargabilidad a nivel subestaciones.	69
4.3. Factores de cargabilidad a nivel de alimentadores primarios.	70
4.4. Factores de cargabilidad promedio a nivel de transformadores de distribución. . .	71
4.5. Evaluación de costos de transformadores para el caso del transformador de 37.5 kVA con código único 30450.	74
4.6. Evaluación de costos de transformadores para el caso del transformador de 75 kVA con código único 10107.	74
4.7. Comparación de dimensionamiento de transformadores para empresas eléctri- cas a nivel nacional ante un escenario igual.	76

Agradecimientos

En este momento crucial de la culminación de nuestro trabajo de titulación, queremos expresar nuestro sincero agradecimiento a todas las personas que han sido parte esencial en el desarrollo y éxito de este proyecto.

Un agradecimiento especial a nuestro tutor de tesis, Ing. Esteban Albornoz, por su guía, paciencia y constante motivación durante todo el proceso de investigación. Su experiencia y conocimientos en el campo fueron cruciales para enriquecer nuestro trabajo y dirigirnos en la dirección correcta. Valoramos profundamente su tiempo, disposición para resolver nuestras dudas y sus valiosas observaciones, que nos ayudaron a perfeccionar nuestra investigación.

Queremos también agradecer a todos los profesores que nos impartieron conocimientos a lo largo de nuestra formación académica. Sus enseñanzas, experiencias compartidas y su dedicación a la educación nos han inspirado y han sido la base sobre la cual hemos construido este trabajo. Apreciamos su compromiso con nuestra formación y su contribución a nuestro desarrollo profesional.

Dedicatoria

Este trabajo de titulación, así como toda mi carrera universitaria, se lo dedico a mis padres, Gustavo y Narcisa, quienes han sido mis pilares fundamentales desde el inicio. Su amor incondicional, su apoyo constante y sus sacrificios invaluable me han dado la fortaleza y la determinación necesarias para alcanzar mis metas. A ustedes, que con sus sabias palabras y su ejemplo de vida me han enseñado el valor del esfuerzo y la perseverancia, dedico con todo mi corazón este logro.

A mi hermano Daniel, cuya presencia ha sido una fuente constante de ánimo y motivación. Gracias por tu apoyo inquebrantable, tus palabras de aliento y tu compañerismo, que han sido fundamentales para que hoy pueda celebrar este logro.

A mis compañeros de clase, con quienes he compartido tantas experiencias a lo largo de estos años. Cada uno de ustedes ha dejado una huella en mi vida y en mi formación académica.

A los docentes que me formaron, cuyo compromiso y dedicación han sido esenciales en mi desarrollo académico y personal. Gracias por su entrega y por cada lección impartida. Su influencia ha sido una pieza clave en la construcción de mi futuro y siempre les estaré agradecido.

Este logro es el resultado de un esfuerzo compartido, de un camino recorrido en compañía de seres excepcionales que han enriquecido mi vida de manera incalculable. A todos ustedes, dedico este trabajo con el más profundo respeto y gratitud.

Con todo mi aprecio y agradecimiento,

Jorge

Este trabajo está dedicado en primer lugar a mis padres Eusebio y Fabiola, quienes han sido un pilar fundamental en mi educación y cuyo apoyo incondicional desde el primer día hasta el último ha sido fundamental en mi trayectoria académica. A mis hermanos, que han sido una guía y modelo a seguir para conseguir mis objetivos con dedicación y sacrificio, siempre manteniendo el ánimo hasta en las circunstancias más difíciles. También quiero dedicar este trabajo a mis compañeros de clase, a quienes considero como una segunda familia y han hecho que mis años universitarios sean de los mejores de mi vida. A los ingenieros docentes que moldearon mis conocimientos y formaron una verdadera pasión por la carrera. A todas las personas que han dejado una huella en mi camino académico y personal durante esta larga, difícil pero gratificante etapa, quiero expresar mi más profundo agradecimiento. A cada uno de ustedes, dedico este trabajo con profunda gratitud. Siempre llevaré en mi mente y corazón sus palabras, sus consejos y su apoyo mientras avanzo a cumplir nuevas metas y superar nuevos desafíos en mi vida.

José

1. GENERALIDADES

1.1. Introducción

El desarrollo y expansión de la red de distribución de energía eléctrica es fundamental para garantizar que la demanda de energía sea satisfecha en todo momento y lugar, cumpliendo con requisitos técnicos, económicos y ambientales. En este contexto, los objetivos de la planificación de expansión, operación y mantenimiento de un sistema de distribución buscan minimizar los costos tanto para la empresa distribuidora como para los clientes, proveyendo un servicio de alta calidad. Los transformadores eléctricos juegan un papel fundamental en la transmisión y distribución de energía eléctrica, ya que son capaces de modificar el nivel de tensión acorde a las necesidades del sistema a través de fenómenos electromagnéticos [7].

Para la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A(EERCS), el dimensionamiento de transformadores de media a baja tensión (MT/BT) se realiza a partir de estudios de caracterización de la carga, con el fin de obtener factores esenciales como el factor de coincidencia y las demandas máximas unitarias por estrato de consumo [1]. Sin embargo, las estadísticas de demanda de la EERCS han indicado que el factor de utilización en los transformadores está disminuyendo, suponiendo un sobredimensionamiento en los nuevos equipos instalados, lo cual podría traducirse en un aumento de pérdidas en vacío para el sistema [8].

El sobredimensionamiento de transformadores, condiciona un estado de operación ineficiente según la Norma Técnica Ecuatoriana INEN 2114 [5]. Además, los transformadores de distribución pueden operar bajo ciertas circunstancias por encima de su potencia nominal sin reducir su vida útil, conforme a las recomendaciones de la norma internacional ANSI/IEEE C57.91-1981 [3] y la Guía Técnica Colombiana GTC 50 [9].

Es posible realizar un análisis exhaustivo de los costos asociados a diferentes opciones de transformadores eléctricos bajo los criterios de sobrecarga de la normativa mencionada. Empleando curvas de medición en terminales de transformadores, se pueden calcular las pérdidas en el núcleo y en el cobre para múltiples etapas temporales y distintos escenarios de capacidad instalada. Este enfoque permite identificar la capacidad de transformador económicamente viable, proporcionando una herramienta valiosa para la toma de decisiones en la planificación y optimización de sistemas eléctricos de distribución.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo de este trabajo de titulación es realizar un análisis de cargabilidad y eficiencia de los transformadores de media a baja tensión de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A y su impacto técnico y económico.

1.2.2. Objetivos específicos

- Realizar el análisis de los factores de utilización, cargabilidad y pérdidas de los transformadores de distribución, en las diferentes etapas: Transformación de MT/BT, Alimentadores Primarios, Subestaciones y Sistema.
- Realizar una evaluación económica considerando diferentes casos de factor de utilización en transformadores de la red de distribución.
- Analizar la capacidad de sobrecarga y la afección al tiempo de vida útil de los transformadores de MT/BT considerando curvas típicas de consumo.
- Proponer un enfoque para un programa de reemplazo de los transformadores de distribución sobredimensionados.
- Realizar un análisis comparativo de la metodología de dimensionamiento de transformadores de distribución utilizado por las empresas eléctricas distribuidoras a nivel nacional.

1.3. Alcance

El trabajo se centrará en la determinación del estado de cargabilidad de los transformadores de distribución de la EERCS en distintas etapas funcionales (Transformación de MT/BT, Alimentadores Primarios, Subestaciones y Sistema total), la determinación de las pérdidas energéticas y económicas del estado actual de operación de las estaciones de distribución, un análisis comparativo de pérdidas energéticas y económicas ante distintos escenarios de factor de utilización en el sistema y aplicado a casos particulares de transformadores de distribución implementando criterios de sobrecarga, y por ultimo, realizar un análisis comparativo de las metodologías de dimensionamiento de transformadores en las empresas eléctricas distribuidoras a nivel nacional.

La metodología del trabajo constará de los siguientes pasos:

- Investigar conceptos claves acerca de transformadores de distribución, principios de funcionamiento, pérdidas, eficiencia, cargabilidad y vida útil. Además de algunos factores relevantes en el sistema de distribución.
- Determinar el estado de cargabilidad de los transformadores de distribución de la EERCS en distintas etapas funcionales y el efecto que tiene el factor de utilización en las pérdidas energéticas del sistema.
- Comparar el costo de pérdidas para distintas opciones de transformadores aplicando curvas de medición y criterios de sobrecarga en un horizonte de análisis de 10 años.
- Realizar una comparación de metodologías de dimensionamiento de transformadores de las empresas distribuidoras eléctricas nacionales.

A partir de este trabajo de titulación, se busca demostrar que al aplicar los criterios de sobrecarga establecidos por la normativa ANSI/IEEE C57.91-1981 y la Guía Técnica Colombiana GTC 50, se pueden identificar escenarios técnicos y económicos favorables en comparación con el estado actual de operación de los transformadores de distribución de la EERCS.

1.4. Justificación

Actualmente, la EERCS emplea un procedimiento elaborado por su Dirección de Planificación (DIPLA) para dimensionar transformadores MT/BT. Este procedimiento se basa en estudios de caracterización de la carga, con el objetivo de obtener el factor de coincidencia y las demandas máximas unitarias por estrato de consumo, factores esenciales para determinar la capacidad del equipo de transformación.

Un análisis preliminar de las estadísticas de demanda máxima y capacidad nominal de la EERCS, presentado en el informe de consultoría CONTRATO DIPLA2023 NRO.20891[1] con fecha en febrero de 2024, ha revelado que el factor de utilización está disminuyendo. Esto implica que la capacidad instalada de los transformadores de distribución esta creciendo a mayor velocidad que la demanda, lo cual supone un sobredimensionamiento en los nuevos equipos instalados.

1.5. Antecedentes

El estudio de la cargabilidad en transformadores de distribución ha sido un tema de interés significativo en la literatura especializada en sistemas de energía eléctrica. Según T. A. Short, los transformadores de distribución son responsables del 26 % de las pérdidas de transmisión y distribución, y del 41 % de las pérdidas de distribución y subtransmisión. Se estima que los transformadores de distribución representan el 55 % de las pérdidas de distribución y el 2.14 % de las ventas de electricidad; del cual, el 86 % fueron pérdidas sin carga y el 14 % pérdidas con carga [2].

Diversas investigaciones han abordado la optimización del rendimiento y la minimización de pérdidas en estos componentes esenciales del sistema de distribución. Por ejemplo, la Universidad Tecnológica de Pereira realizó un análisis enfocado en el dimensionamiento óptimo de estaciones de transformación de media y baja tensión. Utilizando técnicas avanzadas de simulación y optimización, se evaluó el impacto del crecimiento de la demanda y las características de carga en la selección y operación de transformadores. Este estudio garantizó el cumplimiento de restricciones de cargabilidad y criterios técnicos al menor costo posible, concluyendo que una adecuada planificación y dimensionamiento pueden reducir significativamente los costos operativos [10].

Otro estudio realizado en la Universidad de los Andes en Bogotá, evaluó la cargabilidad de los transformadores de distribución en diferentes contextos urbanos. Este trabajo destacó la variabilidad de la demanda y la necesidad de estrategias adaptativas para optimizar la utilización de los transformadores. Los hallazgos subrayaron la importancia de ajustar los parámetros operativos según las características específicas de la carga y las condiciones locales para maximizar la eficiencia y la sostenibilidad del sistema [11].

Un ejemplo notable es el trabajo realizado en Cuenca en el año 2004 para la EERCS, enfocado en la evaluación de la capacidad instalada y su utilización en estaciones de transformación de media tensión/baja tensión. En este estudio, se utilizó un algoritmo basado en programación dinámica para determinar la capacidad óptima de los transformadores, minimizando los costos totales y abordando problemas de sobre equipamiento. La investigación reveló que una significativa porción de la capacidad instalada en transformadores de MT/BT estaba subutilizada, con un Factor de Utilización promedio de 0.35 y un Factor de Cargabilidad Media de 0.19, indicando un aprovechamiento limitado de la capacidad nominal instalada [12].

Estos estudios resaltan la necesidad de una evaluación continua y precisa de la cargabilidad y

eficiencia de los transformadores de distribución. La implementación de algoritmos de optimización y técnicas de modelado avanzadas juega un papel fundamental en la mejora de la gestión de la infraestructura eléctrica, asegurando que los recursos sean utilizados de manera eficiente y sostenible para satisfacer la demanda actual y futura. En conjunto, estas investigaciones proporcionan una base sólida para el análisis y mejora de la cargabilidad en transformadores de distribución, contribuyendo al desarrollo de sistemas eléctricos más eficientes y resilientes.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Transformador

El transformador forma parte fundamental en todos los sistemas de suministro de energía eléctrica con corriente alterna. Es el encargado de transformar la potencia eléctrica alterna de un nivel de voltaje a otro mediante la acción de un campo magnético [13].

Un transformador es una máquina eléctrica estática conformado por dos o más devanados acoplados, usualmente conectados magnéticamente a través de un núcleo magnético, para inducir acoplamiento mutuo entre circuitos. Los transformadores se utilizan exclusivamente en sistemas de energía eléctrica para transferir energía por inducción electromagnética entre circuitos a la misma frecuencia, generalmente con valores distintos de voltaje y corriente [14].

De acuerdo con la norma técnica ecuatoriana se diferencian los transformadores de potencia y de distribución en función de la potencia nominal y la relación de transformación de voltaje en los mismos. Normalmente los transformadores de distribución tienen una potencia hasta 500kVA y un voltaje primario de hasta 34.5 kV [15].

2.1.1. Principio de funcionamiento de los transformadores de distribución

Fundamentado en las leyes del electromagnetismo de Ampère y Faraday, cuando una corriente eléctrica recorre un conductor, se genera un campo magnético cuya intensidad es proporcional a dicha corriente. Si este campo magnético se encuentra dentro de un camino cerrado, producirá un flujo magnético proporcional al campo magnético. Si el flujo total cambia con el tiempo, se inducirá un voltaje alrededor del camino cerrado que rodea dicho flujo [14].

Comúnmente para aumentar el acoplamiento entre las bobinas, estas se enrollan sobre un núcleo común. Cuando el núcleo está hecho de un material ferromagnético con una permeabilidad relativamente alta, el transformador se denomina transformador de núcleo de hierro, cuando el núcleo está hecho de un material no magnético, ya sea paramagnético o diamagnético, el transformador se llama transformador de núcleo de aire. Un núcleo magnético de alta permeabilidad asegura que casi todo el flujo creado por una bobina enlaza con la otra y la reluctancia del camino magnético sea baja. Esto resulta en el funcionamiento más eficiente de un transformador.

En su forma más simple, un transformador consta de dos bobinas que están eléctricamente

aisladas entre sí, pero enrolladas en el mismo núcleo magnético. Una corriente variable en el tiempo en una bobina establece un flujo variable en el tiempo en el núcleo magnético. Debido a la alta permeabilidad del núcleo, la mayor parte del flujo enlaza con la otra bobina e induce una fem variable en el tiempo en esa bobina. La frecuencia de la fem inducida en la otra bobina es la misma que la de la corriente en la primera bobina. Si la otra bobina está conectada a una carga, la fem inducida en la bobina establece una corriente en ella. Así, la energía se transfiere de una bobina a la otra a través del flujo magnético en el núcleo [16].

La bobina a la que la fuente suministra energía se llama devanado primario. La bobina que entrega energía a la carga se llama devanado secundario. Cualquiera de los devanados puede estar conectado a la fuente y/o a la carga, dependiente del número de vueltas en cada bobina, es posible tener un voltaje más alto en el secundario que el voltaje aplicado al primario y viceversa [17].

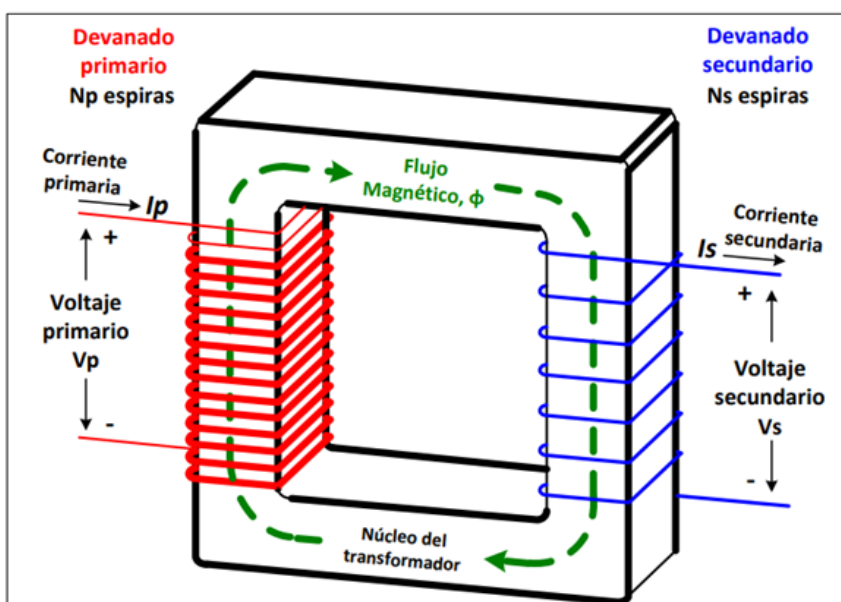


Figura 2.1: Esquema de un Transformador.

Fuente: Adaptación de Edison Tech Center

En el caso del sistema de distribución, los transformadores son reductores, tomando un voltaje superior del circuito de distribución primaria y disminuyéndolo a voltajes útiles para los consumidores en la red secundaria.

La forma básica de representar un transformador es considerarlo ideal, es decir, sin pérdidas ni fugas de flujo, representado por la siguiente figura, en donde N_1 y N_2 son el número de vueltas en los bobinados primario y secundario, respectivamente [16]. El bobinado primario

está conectado a una fuente de voltaje variable v_1 , mientras que el bobinado secundario queda abierto. La relación de voltajes y número de espiras queda expresada por [13]:

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.1)$$

Mientras las corrientes en los devanados se relacionan por la relación:

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad (2.2)$$

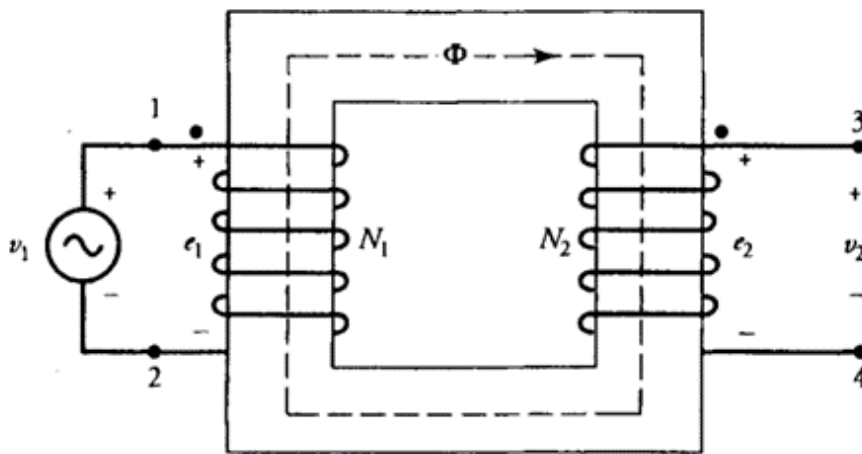


Figura 2.2: Modelo de transformador ideal

En el funcionamiento real de un transformador se considera:

- Resistencias de los bobinados: Aunque no sea de gran magnitud, cada bobinado tiene alguna resistencia, se incluye una resistencia equivalente igual a la resistencia del bobinado en serie con cada bobinado.
- Flujos de fuga: A pesar de que el flujo de fuga es una fracción pequeña del flujo total creado por un bobinado, tiene impacto sobre el rendimiento de un transformador. En el modelo se incluye dos inductancias, uno responsable de crear el flujo de fuga a través del aire, y el otro que envuelve el núcleo.
- Permeabilidad finita: El núcleo de un transformador no ideal tiene permeabilidad finita y pérdida en el núcleo. Por lo tanto, incluso cuando el secundario está sin carga conectada, el bobinado primario consume algo de corriente, conocida como corriente de excitación. Incorporando al circuito equivalente la resistencia de pérdida en el núcleo y la reactancia de magnetización.

En la Figura 2.3 se representan el modelo ideal del transformador considerando cada uno de los elementos detallados anteriormente.

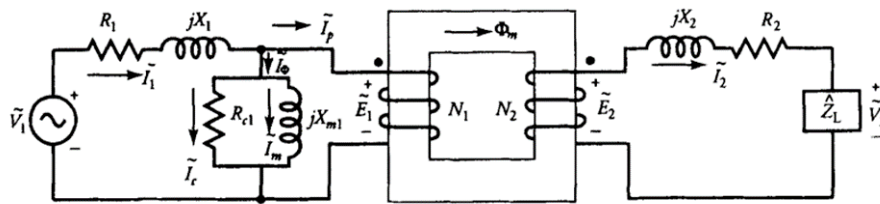


Figura 2.3: Circuito equivalente del Transformador.

Para la determinación de los parámetros del circuito equivalente, se llevan a cabo dos pruebas fundamentales:

1. La prueba de cortocircuito, que facilita el cálculo de la impedancia serie, y
2. La prueba de circuito abierto, que permite determinar la impedancia de magnetización.

2.1.2. Partes constructivas de un transformador

2.1.2.1. Núcleo

La construcción de un transformador comienza con su núcleo. Se selecciona el material del núcleo para facilitar la reorientación de sus moléculas cuando el campo magnético alterno cambia de dirección. La fricción entre estas partículas moleculares magnéticas durante este proceso genera calor y provoca una pérdida conocida como histéresis. Este efecto se minimiza utilizando un acero al silicio orientado por grano y tratado térmicamente.

Las corrientes de Foucault se generan en el núcleo debido al flujo magnético alterno que atraviesa el núcleo metálico. Estas corrientes también producen calor y contribuyen a las pérdidas del transformador. Para minimizar estas pérdidas, el núcleo se construye con láminas delgadas o laminaciones, que se aíslan entre sí con barniz aislante [18] [19].

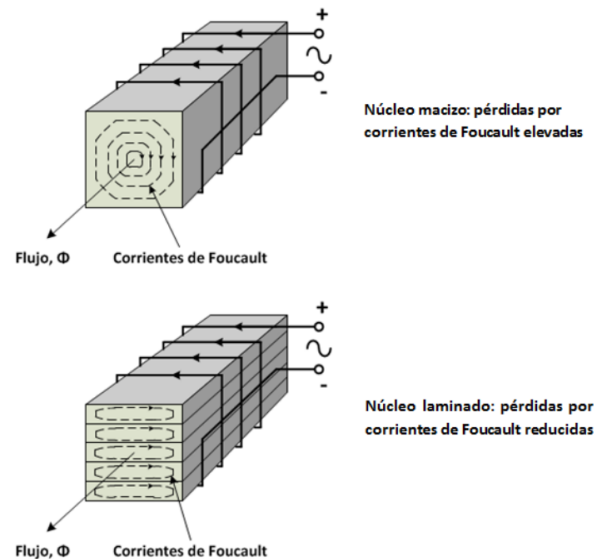


Figura 2.4: Pérdidas por corrientes de Foucault en núcleos magnéticos

En la ingeniería de transformadores, dos configuraciones principales de construcción son ampliamente reconocidas: tipo carcasa y tipo núcleo. En un transformador tipo carcasa, los dos devanados primario y secundario típicamente se enrollan sobre la misma columna del núcleo magnético, ilustrado en la Figura 2.5. Por otro lado, en un transformador tipo núcleo, como se muestra en la Figura 2.6, cada devanado puede dividirse de manera uniforme y enrollarse en diferentes columnas del núcleo rectangular.

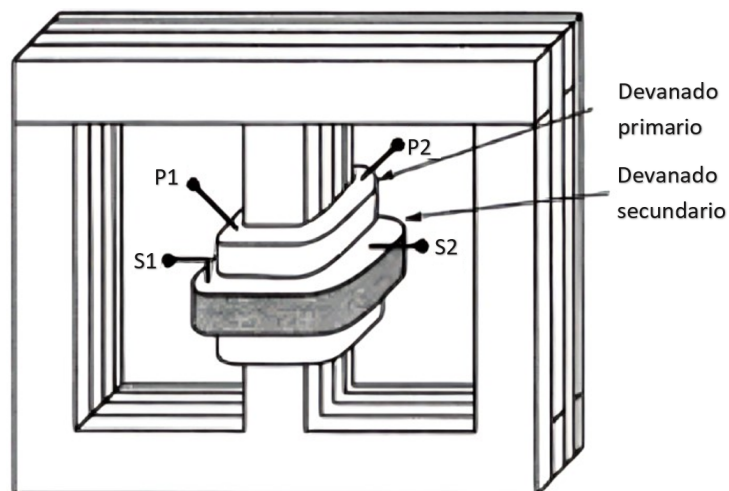


Figura 2.5: Transformador tipo Carcasa.

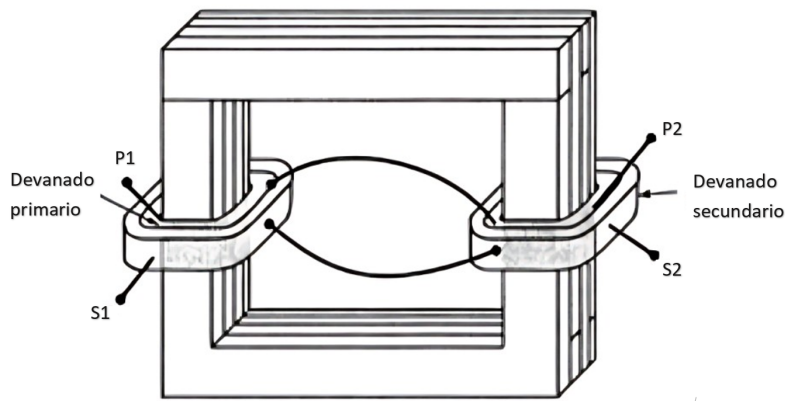


Figura 2.6: Transformador tipo núcleo.

Esta diferencia estructural influye significativamente en las propiedades eléctricas y mecánicas del transformador, incluyendo la distribución de flujo magnético, la capacidad de manejo de potencia y la eficiencia operativa.

Para aplicaciones donde la potencia es relativamente baja y los voltajes son moderados, es común que los devanados se enrollen directamente sobre el núcleo del transformador. En contraste, para transformadores destinados a aplicaciones de alta tensión y/o alta potencia, los devanados suelen fabricarse por separado y luego ensamblarse sobre el núcleo. Este enfoque permite una mayor flexibilidad en el diseño y optimización de la distribución del flujo magnético, así como una mejor gestión de las pérdidas eléctricas y mecánicas.

La elección entre los tipos de construcción carcasa y núcleo depende de varios factores, incluyendo los requisitos específicos de potencia, eficiencia energética y las limitaciones de espacio físico. Cada configuración tiene sus ventajas y desafíos inherentes, lo que destaca la importancia de seleccionar la estructura más adecuada según las necesidades particulares de la aplicación del transformador. Los transformadores de distribución principalmente son de tipo núcleo [16].

2.1.2.2. Devanado primario y secundario

El devanado primario es el encargado de convertir la energía eléctrica en energía magnética para inducir una fuerza electromotriz en el devanado secundario. Para que este proceso sea eficiente las bobinas del transformador están diseñadas para cumplir con requerimientos físicos y técnicos.

Las bobinas de los transformadores están diseñadas para optimizar el número necesario de

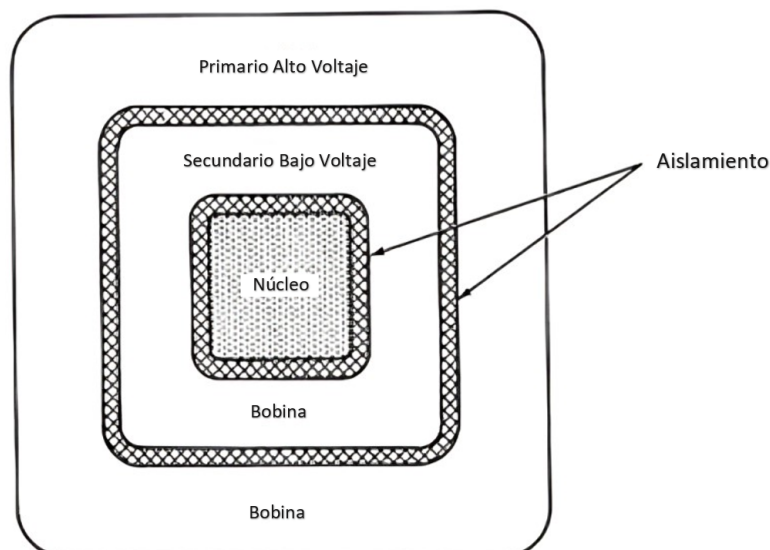


Figura 2.7: Devanados Concéntricos

vueltas en un espacio mínimo, asegurando al mismo tiempo que la sección transversal del conductor sea lo suficientemente grande para transportar la corriente sin sobrecalentarse. Además, deben incluirse espacios adecuados para el aislamiento y los caminos de enfriamiento, si es necesario. Dependiendo de las necesidades de bajo costo, baja resistencia y requisitos de espacio, estas bobinas pueden estar fabricadas de cobre o aluminio [19].

En los transformadores de tipo núcleo utilizados en los sistemas de distribución, las bobinas de baja tensión se colocan generalmente junto al núcleo, mientras que las bobinas de alta tensión se disponen externamente y de manera concéntrica a las de baja tensión. Esta configuración reduce los requisitos de aislamiento para ambas bobinas; si el bobinado de alta tensión se ubicara directamente junto al núcleo, serían necesarias dos capas de aislamiento de alta tensión: una adyacente al núcleo y otra entre los dos bobinados [18].

2.1.2.3. Tanque y Sistema de Enfriamiento

El núcleo completo y las bobinas de un transformador se alojan en un recubrimiento, típicamente un tanque de acero, para protegerlos de los elementos, el vandalismo y, por razones de seguridad, del contacto accidental con personas. En los transformadores comerciales, el conjunto completo suele estar inmerso en un aceite mineral especial que sirve tanto para el aislamiento como para la refrigeración. El aceite cubre completamente el conjunto y llena pequeños vacíos, especialmente en el aislamiento, donde el aire o los contaminantes podrían acumularse y causar fallos en el transformador.

Los transformadores generalmente se enfrían mediante aceite o aire. La energía perdida en forma de calor, generada por las inevitables pérdidas de hierro y cobre, debe ser eliminada para evitar un aumento excesivo de temperatura que podría dañar el aislamiento de los conductores. El método de enfriamiento debe mantener una temperatura promedio suficientemente baja y prevenir el aumento excesivo de temperatura en cualquier parte del transformador, así como la formación de puntos calientes [18].

2.2. Factores del sistema de distribución

Comprender las propiedades eléctricas de la demanda de los consumidores finales es esencial para establecer los parámetros de diseño de la infraestructura de un sistema de suministro eléctrico, particularmente en los niveles de media y baja tensión. Estas propiedades deben facilitar una simulación precisa del consumo de energía eléctrica por parte de los usuarios finales. Para lograr este objetivo, es posible definir varios parámetros que describen de manera detallada el comportamiento de la demanda y su interacción con la red de distribución [7]. A continuación definiremos los factores de distribución relevantes para la realización de este estudio.

2.2.1. Demanda $D(t)$

La demanda es la cantidad de potencia requerida por un consumidor de la red de distribución en un intervalo de tiempo específico, denominado intervalo de demanda. La demanda puede expresarse en diferentes unidades, como kVA, kVAr, kW, A, o como porcentajes de la demanda máxima. La variación de la demanda a lo largo del tiempo genera la curva de carga [7].

2.2.2. Demanda Máxima (DM)

La demanda máxima es el mayor valor de demanda registrado durante un período específico. Representa las condiciones más severas de operación del sistema en términos de temperatura y caída de tensión. Debe incluir el intervalo de demanda, el período y las unidades [7].

2.2.3. Demanda Máxima Diversificada (DMD)

También conocida como demanda máxima coincidente, es la mayor demanda observada en la suma de las demandas de un grupo de consumidores durante un período particular de tiempo. Este concepto se utiliza para determinar la demanda máxima de una red de baja tensión y dimensionar la capacidad del transformador de distribución [7].

2.2.4. Demanda Promedio

Es la demanda constante en un período de tiempo determinado, y está dada por:

$$\text{Demanda promedio} = \frac{\text{Energía total en el período}}{\text{Duración del período}} \quad (2.3)$$

2.2.5. Capacidad Instalada (PI)

La capacidad instalada, también conocida como capacidad nominal del sistema, es la sumatoria de las potencias nominales de todos los equipos conectados que alimentan la carga al sistema en cuestión [7].

2.2.6. Factor de Carga (FC)

El factor de carga se define como la proporción entre la demanda media y la demanda máxima en un periodo específico, implica dividir la energía total acumulada (en kilovatios/hora) durante el periodo, entre el producto de la demanda máxima y la duración de este. El factor de carga nos da una idea de la forma de la curva de carga e indica qué porcentaje del tiempo se mantendría la demanda máxima durante ese período [7].

$$FC = \frac{\text{Demanda Media}}{\text{Demanda Máxima}} \quad (2.4)$$

$$FC = \frac{\text{Energía consumida en el período}}{\text{Demanda Máxima} \times \text{Duración del período}} \quad (2.5)$$

2.2.7. Factor de Utilización (FU)

Se expresa como la relación entre la máxima demanda y la capacidad nominal instalada[7].

$$FU = \frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Capacidad Nominal}} \quad (2.6)$$

2.2.8. Factor de Utilización Media (FLA)

Se define como la relación entre la demanda media y la capacidad nominal instalada.

$$FLA = \frac{\text{Demanda Media}}{\text{Capacidad Nominal}} \quad (2.7)$$

Estos dos últimos factores toman valores menores o iguales a uno y muestran qué tan bien está siendo aprovechada la capacidad instalada [7].

2.3. Pérdidas y eficiencias en transformadores

2.3.1. Pérdidas en Transformadores

Los transformadores de distribución son dispositivos altamente eficientes, con pérdidas muy bajas, generalmente alrededor del 2 % de la potencia total transferida a través de sus devanados. Las pérdidas en los transformadores se dividen en dos tipos [20]:

Pérdidas sin carga (en vacío)

Las pérdidas sin carga son inherentes al funcionamiento del transformador debido a la creación del campo magnético en su núcleo. Estas pérdidas de energía se pueden considerar constantes y ocurren mientras el transformador está energizado, incluso si no hay carga conectada. También se conocen como pérdidas en el hierro o en el núcleo, ya que dependen principalmente de los materiales del núcleo para un voltaje y frecuencia constantes. Estas pérdidas se componen de dos partes [2]:

- Pérdidas por histéresis
- Pérdidas por corrientes de Foucault

Las pérdidas en el núcleo (por histéresis y corrientes de Foucault) y las pérdidas en el cobre (pérdidas eléctricas) generan calor que incrementa la temperatura operativa del transformador. En aplicaciones de baja potencia, la circulación natural del aire puede ser suficiente para mantener la temperatura dentro de un rango aceptable. Si el aumento de temperatura no puede controlarse mediante la circulación natural del aire, el transformador puede enfriarse forzando aire continuamente a través del núcleo y los devanados. Cuando la circulación de aire forzada no es suficiente, el transformador puede sumergirse en un aceite especial, que transfiere el calor a las paredes del tanque. Para aumentar la superficie de radiación del tanque, se pue-

den soldar aletas de enfriamiento al mismo o construirlo con chapa de acero corrugada. Estos métodos son utilizados para reducir el exceso de temperatura en el transformador [16].

Pérdidas con carga

Las pérdidas con carga ocurren debido al flujo de la corriente de carga a través de la impedancia de los devanados primario y secundario del transformador. También se conocen como pérdidas en el cobre o en los devanados [2]. Estas pérdidas se componen de:

- Pérdidas por efecto Joule: Debidas a la resistencia de los devanados, calculadas mediante la fórmula $P = I^2 R$, donde I es la corriente y R es la resistencia.
- Pérdidas adicionales: Incluyen pérdidas por corrientes de Foucault en los devanados y pérdidas debidas a los efectos del flujo de dispersión en las estructuras metálicas internas, pérdidas por regulación, debidas a las pérdidas en las ventas de energía por la caída de tensión, pérdidas por equipos de refrigeración forzada, entre otras [21].

Las pérdidas con carga aumentan con el cuadrado de la carga conectada al transformador. El resultado de ambos tipos de pérdidas es que las pérdidas en un transformador varían según la potencia transmitida a través de él, pero siempre se mantienen en o por encima de un nivel mínimo determinado por las pérdidas sin carga [2].

De acuerdo a la norma INEN NTE 2114 [5] las pérdidas instantáneas de potencia en el transformador pueden ser determinadas utilizando valores definidos de pérdidas en el vacío y en el cobre junto con la característica de la carga para una potencia nominal, se puede utilizar la siguiente expresión:

$$P_i = P_o + P_{Cu}(100\%) \cdot K_i^2 \quad (2.8)$$

En donde:

- P_o = Pérdidas en el vacío [kW]
- P_{Cu} = Pérdidas en el Cobre Capacidad Nominal [kW]
- K_i = Coeficiente de carga a una potencia instantánea i .

El coeficiente de carga queda definido por [21]:

$$K_i = \frac{C_i}{C_N} \quad (2.9)$$

Donde:

- C_i = Carga instantánea [kVA]
- C_N = Capacidad Nominal [kVA]

Las pérdidas de energía se pueden determinar mediante la expresión [22]:

$$P_E = P_o \cdot T + P_{Cu}(100\%) \cdot \sum_{i=1}^N (K_i^2 \cdot t_i) \quad (2.10)$$

En donde:

- T = Período [horas]
- t_i = Duración del escalón i .
- N = Número de escalones seleccionados en la curva de carga.

Las pérdidas en los transformadores son un criterio decisivo para la compra y representan una parte significativa de las pérdidas totales de una empresa de servicios públicos.

2.3.2. Eficiencia en transformadores

Generalmente, las mediciones se realizan en el secundario del transformador (salida). Conociendo las pérdidas, la eficiencia de un transformador para una carga dada η se calcula usando la siguiente fórmula [21]:

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{P_{out}}{P_{out} + P_{loss}} = \frac{S \cdot fp}{S \cdot fp + P_{loss}} \quad (2.11)$$

Donde S es la carga aparente del transformador [VA], P_{loss} son las pérdidas del transformador [W] y fp es el factor de potencia. La eficiencia de un transformador aumenta con la reducción de sus pérdidas. Dado que las pérdidas del transformador se dividen en pérdidas sin carga (constantes) y pérdidas con carga (proporcionales al cuadrado de la carga del transformador), la eficiencia del transformador se calcula en función de la carga y las pérdidas:

$$\eta = \frac{S \cdot fp}{S \cdot fp + P_o + P_{Cu} \left(\frac{C_i}{C_N} \right)^2} = \frac{k \cdot S_n \cdot fp}{k \cdot S_n \cdot fp + P_o + P_{Cu} \cdot k^2} \quad (2.12)$$

Tomando k como variable independiente, el valor de k que maximiza la eficiencia se puede calcular de la siguiente manera:

$$\frac{d\eta}{dk} = 0 \quad (2.13)$$

$$k_{\text{opt}} = \sqrt{\frac{P_o}{P_{\text{Cu}}}} \quad (2.14)$$

La carga óptima por unidad que maximiza la eficiencia es independiente del factor de potencia de la carga. Combinando las ecuaciones anteriores, se obtiene la expresión para la máxima eficiencia:

$$\eta = \frac{\sqrt{P_o} \cdot S_n \cdot fp}{\sqrt{P_o} \cdot S_n \cdot fp + 2P_o + \sqrt{P_{\text{Cu}}}} \quad (2.15)$$

La eficiencia determinada se refiere a la transmisión de potencia y no solo depende del diseño, sino también de la carga operativa efectiva para el punto de cálculo.

Desde el punto de vista energético, la ecuación 2.10 se puede expresar de la siguiente manera [21]:

$$P_{\text{Cu}} = P_o \times FLA^2 \times T_c \times T_e \quad (2.16)$$

En donde:

- T_c = Tiempo Conectado (24 horas).
- T_e = Tiempo equivalente.

Considerando una curva de carga horaria, se tiene que T_c es igual a 24 horas y $T_e = 24 \times FLA$.

Reemplazando en la ecuación 2.16:

$$P_o = P_{\text{Cu}} \times FLA^3 \quad (2.17)$$

Desde el punto de vista de la eficiencia energética, es determinante el rendimiento de la transmisión de energía, es decir, la relación entre los kilovatios-hora de salida y los de entrada. Este rendimiento energético no solo depende de las características del transformador, sino también del ciclo de carga, y está asociado a un intervalo de tiempo. Si el voltaje es constante, la pérdida en el núcleo es casi constante, y la energía consumida diariamente por las pérdidas en el núcleo, expresada en kilovatios-horas, es igual al producto de la pérdida en el núcleo, expresada en kilovatios, por el número de horas que funciona diariamente el transformador (24 horas). Sin embargo, la pérdida con carga depende del cuadrado de la intensidad de la corriente de carga, lo que dificulta su cálculo debido a la variación de la carga [2] [20].

El incremento en la eficiencia de los transformadores se orienta hacia opciones de diseño, prácticas de ingeniería y técnicas de fabricación para reducir las pérdidas en el núcleo y en los bobinados. Sin embargo, la reducción de pérdidas conlleva un mayor costo de fabricación. Un diseño económico implica altas pérdidas, mientras que menores pérdidas están asociadas a transformadores más caros [2].

Tabla 2.1: Alternativas de reducción de pérdidas [2].

Para Disminuir las Pérdidas sin Carga	Pérdidas sin Carga	Pérdidas con Carga	Costo
Usar materiales de núcleo con menores pérdidas	Disminuyen	Sin cambios	Aumentan
Disminuir la densidad de flujo mediante:			
(1) aumentando el área de sección transversal del núcleo (CSA_b)	Disminuyen	Aumentan	Aumentan
(2) disminuyendo los voltios por vuelta	Disminuyen	Aumentan	Aumentan
Disminuir la longitud del camino del flujo reduciendo el área de sección transversal del conductor (CSA)	Disminuyen	Aumentan	Disminuyen
Para Disminuir las Pérdidas con Carga			
Usar materiales de conductor con menores pérdidas	Sin cambio	Disminuyen	Aumentan
Disminuir la densidad de corriente aumentando el área de sección transversal del conductor (CSA)	Aumentan	Disminuyen	Aumentan
Disminuir la longitud del camino de la corriente mediante:			

(1) disminuyendo el área de sección transversal del núcleo (CSA)	Aumentan	Disminuyen	Disminuyen
(2) aumentando los voltios por vuelta	Aumentan	Disminuyen	Aumentan
a. Los materiales de núcleo amorfo resultarían en mayores pérdidas con carga.			
b. CSA = área de sección transversal.			

Las pérdidas en el núcleo se consideran la principal área para mejorar la eficiencia de los transformadores. Recientemente, se han desarrollado núcleos de acero amorfo, cuyas pérdidas son solo un tercio de las de los núcleos convencionales. Las pérdidas en el cobre han recibido menos atención que las pérdidas en el hierro en el desarrollo de transformadores eficientes, debido a que la magnitud de las pérdidas varía con el cuadrado de la carga. La mayoría de los transformadores operan a menos de la mitad de su carga nominal la mayor parte del tiempo, por lo que el valor de las pérdidas con carga podría ser menor que un cuarto del valor nominal a plena carga. Las pérdidas con carga son máximas durante la demanda máxima. Para las pérdidas por dispersión en las estructuras metálicas del transformador, se han utilizado modernos programas de computadora y técnicas de elementos finitos para mejorar los diseños y reducir estas pérdidas [2].

2.4. Capacidad de carga en transformadores

2.4.1. Cargabilidad

Las corrientes de carga en un transformador generan esfuerzos magnéticos en los devanados y provocan calentamiento debido a las pérdidas por efecto Joule. El calor producido se transfiere desde los devanados al aceite aislante, luego al tanque y finalmente al entorno. La cantidad total de calor generado y la eficiencia para disiparlo determinan la temperatura final de los devanados. Esta temperatura, junto con el ciclo de carga del transformador, determina la cantidad de carga que puede soportar el transformador sin dañar excesivamente sus aislamientos. Por lo tanto, la capacidad de carga de un transformador está determinada por el ciclo de carga y sus características específicas [2] [21].

Para mejorar la eficiencia en la disipación de calor, se utilizan varios métodos, como los radia-

dores de enfriamiento que aumentan la superficie del tanque para disipar el calor en un área mayor. En casos necesarios, se instalan ventiladores cerca de los radiadores para aumentar la capacidad de transferencia de calor mediante el aire circulante. También se puede emplear la circulación forzada de aceite, que transmite el calor de los devanados a la superficie del tanque de manera más rápida [23].

Los fabricantes diseñan los transformadores para suministrar una carga continua específica, de acuerdo con su capacidad nominal y bajo ciertas condiciones operativas. Esta carga está diseñada para garantizar una vida útil normal esperada para los aislamientos del transformador [23].

Generalmente, la capacidad de carga que un transformador puede soportar durante su funcionamiento sin comprometer el aislamiento puede exceder la potencia aparente nominal indicada en la placa (expresada en kVA), y esto está sujeto a la temperatura ambiente y a las condiciones de operación que se detallarán posteriormente. En esta sección se busca detallar los puntos que permiten sobrecargar a los transformadores basados en las normas IEEE C57.91 y la guía técnica Colombiana GTC 50.

Los transformadores de distribución pueden soportar más carga en climas fríos, así en zonas frías se puede utilizar transformadores de distribución más pequeños para un nivel de carga dado. El valor nominal en kVA del transformador está dado para una temperatura ambiente de 30 °C. Para otras temperaturas, ANSI/IEEE C57.91-2011 sugiere los siguientes ajustes a la capacidad de carga [3]:

- Mayores a 30°C: disminuir la capacidad de carga en un 1,5 % de los kVA nominales por cada °C por encima de los 30°C.
- Menores a 30°C: aumentar la capacidad de carga en un 1 % de los kVA nominales para cada °C por debajo de 30°C.

También debe hacerse ajustes de la capacidad de carga en función de la altura sobre el nivel del mar, para instalaciones mayores a 1000 msnm se debe disminuir la capacidad de carga en un 0.4 % de los kVA nominales para cada 100 m superior a los 1000 msnm [3].

Para delimitar la capacidad de sobrecarga de los transformadores de distribución la norma IEEE Std C57.9TM-2011 y la Guía Técnica Colombiana GTC 50 describen metodologías empleadas para determinar la cargabilidad máxima. A continuación, se presentan y combinan varios enfoques y métodos basados en estudios técnicos y normativas internacionales.

Información necesaria para los cálculos de sobrecarga

Para calcular la capacidad de carga de un transformador, es necesario disponer de la siguiente información proveniente de las especificaciones o del reporte de ensayo final [9]:

- Características del transformador (relación de pérdida, elevación de temperatura del aceite superior, elevación de temperatura del aceite inferior, elevación de temperatura en el punto más caliente, pérdida total, galones de aceite, peso del tanque y accesorios).
- Temperaturas ambiente.
- Carga continua inicial.
- Duraciones de picos de carga y los porcentajes diarios permitidos de pérdida de vida.
- Ciclo de carga repetitivo de 24 horas, si se desea.

Proceso de cálculo de la capacidad de sobrecarga

El proceso de cálculo de la capacidad de sobrecarga de un transformador puede resumirse en los siguientes pasos [3]:

1. **Entrada de datos:** Se deben ingresar datos como las características del transformador, temperaturas ambiente, carga continua inicial, duraciones de picos de carga y los porcentajes diarios permitidos de pérdida de vida.
2. **Cálculo de la carga máxima pico:** Se debe calcular la carga máxima pico que se puede imponer a un transformador cumpliendo con las limitaciones especificadas. Esto incluye calcular las temperaturas del aceite superior y del punto más caliente como función del tiempo para un ciclo de carga repetitivo de 24 horas. También se debe calcular la pérdida total de vida útil del aislamiento para un ciclo de carga de 24 horas.
3. **Proceso de convergencia sistemática:** Se puede utilizar un proceso de convergencia sistemática para obtener la carga pico máxima permitida. Una prueba inicial se realiza con una carga pico asumida a mitad de camino entre la carga continua mínima y la carga pico máxima permitida (300 % para transformadores de distribución, 200 % para transformadores de potencia). Con esta carga pico, se realizan cálculos de envejecimiento a intervalos de tiempo variables durante las 24 horas para determinar el envejecimiento total diario del aislamiento impuesto por el ciclo de carga. Se compara el valor calculado con los valores límite (temperatura del aceite superior, temperatura del punto más caliente, o porcentaje de pérdida de vida especificado). Dependiendo de los resultados, se

ajusta el valor pico y se repite el cálculo hasta que el valor calculado de la pérdida total de vida útil esté dentro de $\pm 4\%$ del valor deseado. En ese punto, se imprimen la carga pico y los valores correspondientes de la temperatura pico del punto más caliente, la temperatura pico del aceite superior, el porcentaje total de pérdida de vida y el porcentaje de pérdida de vida especificado [9].

Método para el cálculo de tablas de cargabilidad

El método para el cálculo de tablas de cargabilidad se basa en los siguientes datos de entrada [9]:

- Pico estimado de sobrecarga (L_u).
- Carga anterior al pico o precarga (L_i).
- Temperaturas ambiente (i_a).
- Duración de los picos (t).
- Porcentajes permitidos de pérdida de vida.

Datos adicionales de entrada incluyen:

- Relación de pérdida (R).
- Temperatura máxima del nivel superior del líquido refrigerante (con carga nominal).
- Elevación máxima de temperatura continua.
- Constante de las curvas de envejecimiento de los aislamientos.
- Porcentaje de pérdida de vida correspondiente a la mínima duración de la vida normal esperada.

La determinación del porcentaje de pérdida de vida está basada en ciclos de carga de 24 horas y una mínima duración de vida de 20 años. En la tabla 2.2 se puede observar la capacidad de sobrecarga que pueden soportar los transformadores de distribución, en función de la temperatura ambiente, de la duración del pico de la demanda y del porcentaje de carga previo al pico, según IEEE Std C57.91TM-2011[3].

Tabla 2.2: Capacidad de sobrecarga de transformadores de distribución IEEE Std C57.91TM-2011 [3].

Carga máxima equivalente en p.u. de KVA nominales con el porcentaje de precarga y las temperaturas ambientales a la que se encuentra un transformador												
Duración de carga máxima (horas)	Porcentaje de pérdida de vida adicional	50% de precarga				75% de precarga				90% de precarga		
		Temperatura ambiente (°C)				Temperatura ambiente (°C)				Temperatura ambiente (°C)		
		20	30	40	50	20	30	40	50	20	30	40
1	normal	2.26	2.12	1.96	1.79	2.12	1.96	1.77	1.49	2.02	1.82	1.43
	0.05	2.51	2.38	2.25	2.11	2.40	2.27	2.12	1.95	2.31	2.16	1.97
	0.10	2.61	2.49	2.36	2.23	2.50	2.37	2.22	2.07	2.41	2.27	2.11
	0.50	2.88	2.76	2.64	2.51	2.77	2.65	2.52	2.39	2.70	2.57	2.43
2	normal	1.91	1.79	1.65	1.50	1.82	1.68	1.52	1.26	1.74	1.57	1.26
	0.05	2.13	2.02	1.89	1.77	2.05	1.93	1.80	1.65	1.98	1.85	1.70
	0.10	2.22	2.10	1.99	1.87	2.14	2.02	1.90	1.75	2.07	1.95	1.81
	0.50	2.44	2.34	2.23	—	2.37	2.26	2.15	—	2.31	2.20	2.08
4	normal	1.61	1.50	1.38	1.25	1.56	1.44	1.30	1.09	1.50	1.36	1.13
	0.05	1.80	1.70	1.60	1.48	1.76	1.65	1.54	1.40	1.71	1.60	1.47
	0.10	1.87	1.77	1.67	—	1.83	1.72	1.62	1.50	1.79	1.68	1.56
	0.50	2.06	1.97	—	—	2.02	1.93	—	—	1.99	1.89	—
8	normal	1.39	1.28	1.18	1.05	1.36	1.25	1.13	0.96	1.33	1.21	1.02
	0.05	1.55	1.46	1.36	1.25	1.53	1.43	1.33	1.21	1.51	1.41	1.29
	0.10	1.61	1.53	1.43	1.33	1.59	1.50	1.41	1.30	1.57	1.47	1.38
	0.50	1.78	1.69	1.61	—	1.76	1.67	1.58	—	1.74	1.65	1.56
24	normal	1.18	1.08	0.97	0.86	1.17	1.07	0.97	0.84	1.16	1.07	0.95
	0.05	1.33	1.24	1.15	1.04	1.33	1.24	1.13	1.04	1.32	1.23	1.13
	0.10	1.39	1.30	1.21	1.11	1.38	1.29	1.20	1.10	1.38	1.29	1.20
	0.50	1.54	1.45	1.37	1.28	1.53	1.45	1.37	1.28	1.53	1.45	1.36

2.4.2. Curva de carga equivalente

Los transformadores operan generalmente siguiendo un patrón de carga que se repite diariamente, donde se observan fluctuaciones a lo largo del día. Para manejar tanto una carga típica como una sobrecarga planificada que excede las especificaciones de la placa, se utiliza un método de cálculo de ciclo de carga en varias etapas. Este método implica generar un perfil de carga de 24 horas mediante una secuencia de cargas constantes de corta duración, usualmente de 30 o 60 minutos [2]. La carga equivalente durante estos intervalos cortos puede determinarse mediante la conversión del ciclo de carga real a un equivalente o utilizando la carga máxima pico registrada durante el período corto en consideración [9] [22].

$$L = \sqrt{\frac{L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + L_3^2 t_3 + \cdots + L_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + t_3 + \cdots + t_n}} \quad (2.18)$$

Tabla 2.3: Descripción de Curva equivalente de carga[2]

Variable	Descripción
L	Carga equivalente medida en %, p.u. o kVA.
$L_1, L_2, \dots$	Los pasos de carga medidos en %, p.u. o kVA.
$t_1, t_2, \dots$	Tiempo de duración de las cargas.

Del informe de consultoría CONTRATO DIPLA2023NRO.20891 [1] se obtienen los ciclos de carga equivalentes para cada perfil de transformador. En las figuras 2.8 y 2.9 se detallan los ciclos de carga equivalente para la lista de capacidades típicas de transformadores en CENTRO-SUR, en los que se puede observar que para transformadores monofásicos, el porcentaje de precarga previo al pico es de 60 %, mientras que para transformadores trifásicos es de 80 %. Estos perfiles de potencia aparente están expresados en por unidad con base en la demanda máxima que presentó cada capacidad nominal de transformador[1].

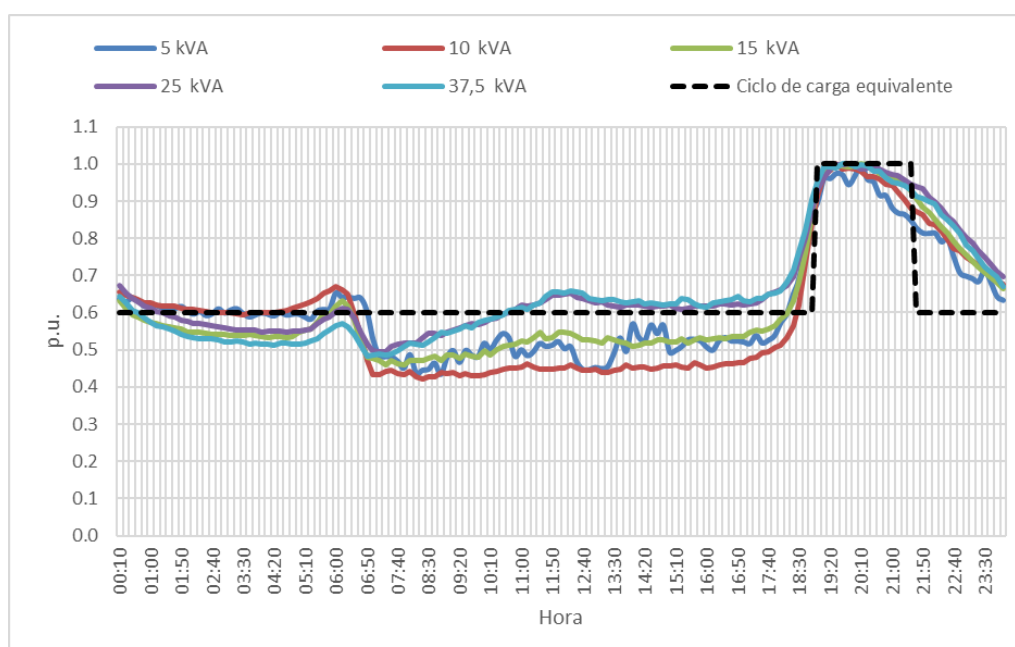


Figura 2.8: Curva equivalente de carga para transformadores monofásicos. Fuente: CENTRO-SUR [1]

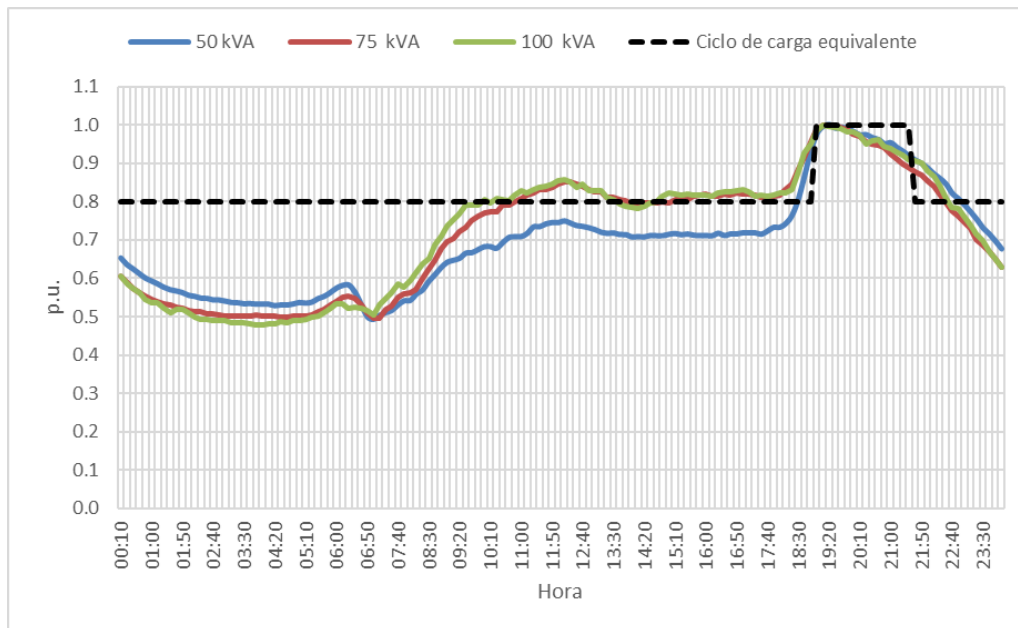


Figura 2.9: Curva equivalente de carga para transformadores trifásicos. Fuente: CENTROSUR [1]

2.4.3. Pérdida de vida útil de transformadores

El método se basa en la información sobre la pérdida de vida útil del aislamiento (cuando se menciona "vida" se refiere a la vida útil calculada del aislamiento y no a la vida real del transformador) obtenida a partir de la temperatura del punto más caliente calculada mediante el modelo térmico del transformador. Se considera que la mayoría de las fallas están relacionadas con el deterioro del aislamiento [9].

Un transformador eléctrico tiene como componentes activos los devanados y el núcleo magnético, que generalmente están sumergidos en aceite. Las pérdidas en estos componentes generan calor, el cual debe ser adecuadamente disipado hacia el entorno para evitar sobrecalentamientos que aceleren la degradación del aislamiento de los devanados y del transformador en su conjunto. Por lo tanto, es fundamental considerar los aspectos térmicos en estas máquinas, ya que su operación y vida útil dependen del estado de sus aislantes, los cuales están sometidos a un proceso acumulativo de envejecimiento [2][9].

Pueden entregar su potencia nominal, sin superar los límites de temperatura, cuando se dan las siguientes condiciones [3]:

- El voltaje secundario no supere el 105 % del valor nominal,
- El factor de potencia de la carga ≥ 80 %, y

- Frecuencia $\geq 95\%$ del valor nominal.

Según IEEE Std C57.91™-2011, los transformadores de distribución modernos pueden soportar incrementos medios de temperatura de hasta 65°C sobre la temperatura ambiente, sin afectar su esperanza de vida normal (unidades antiguas estaban diseñados para soportar una elevación de 55°C, lo que reducía la capacidad de sobrecarga). Además, pueden soportar aumentos de la temperatura en el punto más caliente del devanado no superiores a 80°C. La temperatura del punto más caliente en el devanado es un parámetro crítico, a partir del cual se degrada el aislamiento. A una temperatura ambiente de 30°C, el punto más caliente del devanado podrá ser de 110°C (80+30°C) [3].

Tabla 2.4: Elevación de temperatura promedio en devanados del transformador[3]

Calentamiento medio en los devanados	Elevación 55°C	Elevación 65°C
Temperatura ambiente	30°C	30°C
Elevación sobre el promedio del devanado	10°C	15°C
Temperatura en el punto más caliente	95°C	110°C

Para que el funcionamiento de los transformadores de distribución sea lo más económico posible, normalmente se pueden dimensionar para funcionar con sobrecargas significativas durante cortos periodos del año. De acuerdo con la figura 2.10, si la temperatura del punto más caliente es de 110°C, la esperanza de vida será de 20 años. La vida útil del aislamiento está exponencialmente relacionada con la temperatura del punto más caliente del devanado [3].

Debido a los ciclos de carga diarios y estacionales, la mayor parte del tiempo las temperaturas no se acercan a estos valores. Generalmente las temperaturas son lo suficientemente bajas como para no provocar una degradación significativa del aislamiento. Incluso pueden funcionar a temperaturas superiores a 110°C durante breves periodos [2].

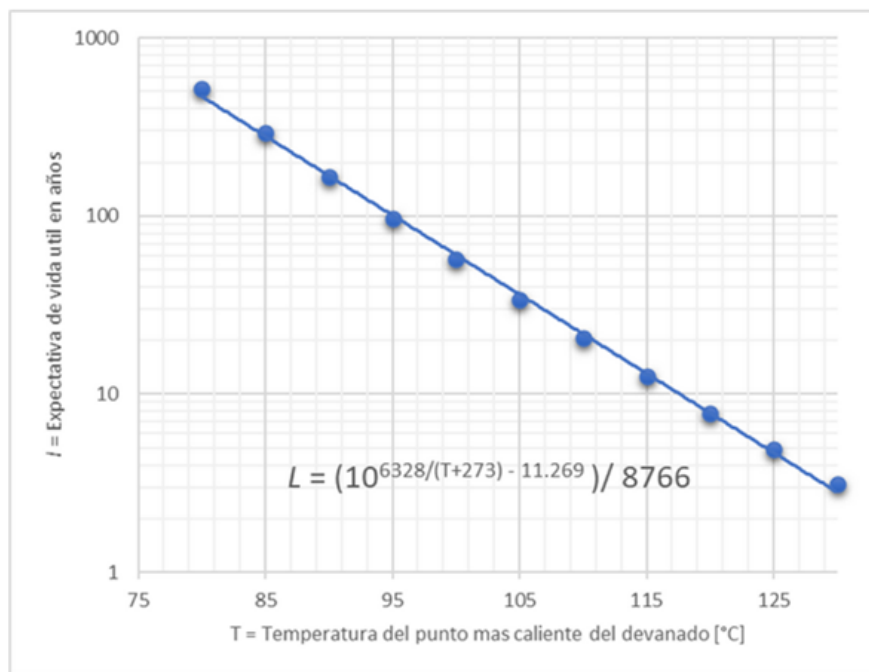


Figura 2.10: Expectativa de vida de transformadores de distribución [2]

2.5. Cuadro normativo para dimensionamiento de transformadores

Los estándares internacionales más utilizados para transformadores son las normas IEEE/ANSI C57 e IEC 76. Estas normas no dictan cómo diseñar y fabricar transformadores, sino que establecen requisitos de funcionamiento, seguridad, aplicación, selección y pérdidas máximas admisibles. Aunque su aplicación es voluntaria, estos estándares son ampliamente reconocidos y adoptados globalmente. En Ecuador, el Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN) es responsable de la formulación de normas técnicas, publicaciones y guías.

Normas Nacionales

Norma técnica ecuatoriana NTE INEN 2 114:2004

Esta norma técnica establece los valores máximos permisibles de corriente sin carga, pérdidas sin carga, pérdidas con carga a 85°C, pérdidas totales y voltaje de cortocircuito a 85°C para transformadores de distribución nuevos, monofásicos, autorrefrigerados y sumergidos en líquido refrigerante sin PCB. Aplica a transformadores de 3 a 333 kVA, con clases de medio voltaje hasta 34.5 kV y bajo voltaje hasta 1.2 kV [5].

Norma técnica ecuatoriana NTE INEN 2 115:2004

Mediante la norma 'NTE INEN 2115:2004' se define los valores máximos permisibles de corriente sin carga, pérdidas sin carga, pérdidas con carga a 85°C, pérdidas totales y voltaje de cortocircuito a 85°C para transformadores de distribución trifásicos, autorrefrigerados y sumergidos en líquido refrigerante sin PCB. Aplica a transformadores de 15 a 2000 kVA para clase medio voltaje ≤ 34.5 kV y clase bajo voltaje ≤ 1.2 kV [6].

Resolución No. 14 350 Reglamento técnico ecuatoriano RTE INEN 141

La resolución 'RTE INEN 141' establece requisitos mínimos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución tipo poste, subestación, pedestal y sumergible, autoenfriados en líquido aislante, con capacidad nominal de 10 kVA a 500 kVA. Especifica los valores mínimos de eficiencia energética que varían según la capacidad nominal y el nivel de aislamiento, así como las pérdidas totales máximas permitidas [24].

Normas Internacionales**NEMA Standards Publication TP 1-2002**

Este documento proporciona una guía para determinar la eficiencia energética de los transformadores de distribución, desarrollado por la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA). Abarca transformadores de distribución monofásicos y trifásicos, tanto de tipo seco como sumergidos en líquido, con voltajes primarios de hasta 34.5 kV y secundarios de hasta 600 V, en rangos de potencia de 10-833 kVA para monofásicos y 15-2500 kVA para trifásicos. Define los niveles mínimos de eficiencia NEMA Clase 1 para transformadores de distribución llenos de líquido [4].

Tabla 2.5: Niveles de eficiencia NEMA clase 1 para transformadores de distribución llenos de líquido [4]

Condición de Referencia		Temperatura	% de Carga del Placa
Pérdida de Carga		55°C	50 %
Pérdida Sin Carga		20°C	50 %
Monofásico		Trifásico	
kVA	Eficiencia (%)	kVA	Eficiencia (%)
10	98.4	15	98.1
15	98.6	30	98.4
25	98.7	45	98.6
37.5	98.9	75	98.7
50	98.9	112.5	98.8
75	99.0	150	98.9
100	99.0	225	99.0
167	99.1	300	99.0
250	99.2	500	99.1
333	99.2	750	99.2
500	99.3	1000	99.3
667	99.4	1500	99.4
833	99.4	2000	99.4
		2500	99.4

CENELEC HD 428

Este estándar europeo especifica los requisitos para los transformadores de distribución trifásicos sumergidos en aceite, de 50 Hz, con capacidades de 50 a 2500 kVA y una tensión máxima de 24 kV. Se enfoca en minimizar las pérdidas de energía, tanto en vacío como bajo carga,

estableciendo límites máximos y métodos de prueba para asegurar la eficiencia. Además, promueve diseños optimizados del núcleo y los devanados para reducir pérdidas, considerando el impacto ambiental y económico para mejorar el rendimiento energético y disminuir los costos operativos y las emisiones de gases de efecto invernadero [25].

3. DESARROLLO

Este capítulo presenta detalles sobre la obtención de datos y procedimientos de análisis para la determinación de resultados

3.1. Evaluación de los factores de cargabilidad de los transformadores de distribución

La evaluación de los factores de cargabilidad en los transformadores de distribución de la EERCS tendrá las siguientes consideraciones:

- El estudio se realiza por etapas funcionales: Total CENTROSUR, Subestaciones, Alimentadores Primarios y transformadores de distribución MT/BT.
- La información asociada se encuentra actualizada a noviembre de 2023.

Los valores de demanda máxima y media, así como las capacidades instaladas de los transformadores de MT/BT en las tres primeras etapas funcionales: Total del Sistema CENTROSUR, Subestaciones, Alimentadores primarios, fueron proporcionados por la EERCS y se presentan a continuación en las tablas ?? y 3.2. Los valores de demanda media y demanda máxima por alimentador primario se extraen directamente de una base de datos proporcionada.

Tabla 3.1: Capacidad instalada de transformadores de distribución MT/BT por subestación.

Fuente: CENTROSUR

S/E	Número de Transformadores	kVA Total	Demanda máxima (MW)	Demanda media (MW)
S/E 01	159	18789	5,754	3,265
S/E 02	262	29566	8,805	5,452
S/E 03	2,093	87346	18,899	12,529
S/E 04	1,576	115256	27,647	21,322
S/E 05	3,317	124406	25,396	16,996
S/E 07	1,394	54640	15,820	10,656
S/E 08	1,370	55769	13,908	8,933
S/E 09	613	10898	2,716	1,597
S/E 12	1,868	46456	11,188	5,136
S/E 13	886	17606	3,160	1,972
S/E 14	3,878	72528	15,198	9,912
S/E 15	2,414	53998	13,930	7,107
S/E 17	821	32337	9,077	6,219
S/E 18	2,014	39017	8,974	5,363
S/E 21	1,977	61378	13,603	8,491
S/E 22	803	12507	3,085	1,527
S/E 23	913	12480	2,100	1,267
S/E 50	1,977	61375	14,867	10,793
Total	28723	937411	210	131,869

Tabla 3.2: Capacidad instalada de transformadores de distribución MT/BT por alimentador.

Fuente: CENTROSUR

Alimentador	Número de Transformadores	kVA Total	ALIM.	Número de Transformadores	kVA Total
101	30	4,848	1221	818	27,493
102	41	5,548	1222	471	9,675
103	17	3,130	1223	576	9,243
104	71	5,263	1224	3	45
201	33	3,798	1321	33	4,575
202	43	5,715	1322	-	-
203	22	3,600	1323	886	17,606
204	88	9,430	1421	1,092	23,173
205	76	7,023	1422	760	10,768
321	1,081	20,773	1423	764	12,483
322	320	21,713	1424	905	20,263
323	194	12,785	1425	357	5,841
324	187	13,475	1521	773	11,973
325	311	18,600	1522	429	14,550
421	63	14,134	1523	736	16,965
422	209	14,110	1524	476	10,510
423	518	18,950	1722	63	2,785
424	145	10,217	1723	348	12,915
425	7	12,000	1724	410	16,637
426	92	21,112	1821	595	9,018
427	541	22,733	1822	497	12,485
Continúa en la siguiente página					

Tabla 3.2: Capacidad instalada de transformadores de distribución MT/BT por alimentador.
(Continuación)

Alim.	Número de Transformadores	kVA Total	Alim.	Número de Transformadores	kVA Total
428	1	2,000	1823	652	8,131
521	532	15,215	1824	270	9,383
522	217	13,953	2121	232	9,996
523	114	5,762	2122	185	6,086
524	290	16,332	2123	699	14,428
525	676	16,726	2125	116	9,163
526	347	17,203	2127	532	14,632
527	806	16,895	2128	213	7,073
528	1	2,000	2211	112	1,330
529	110	4,630	2212	308	5,751
5210	224	15,690	2223	383	5,426
721	357	14,630	2311	355	4,993
722	356	12,052	2312	558	7,487
723	528	17,770	5011	174	3,586
724	153	10,188	5012	411	14,400
821	411	23,458	5013	352	14,795
822	316	19,260	5014	340	9,533
823	362	6,123	5015	290	7,541
824	281	6,928	5016	410	11,520
921	613	10,898	Total	28,465	937,411

Para determinar los valores de demanda media y máxima por transformador se utiliza la información proveniente de las mediciones periódicas de la calidad del producto disponible en la Dirección de Planificación de la EERCS en el año 2023, que corresponden a mediciones (cur-

vas de carga) de 7 días en intervalos de 10 minutos. Con el fin de trabajar con una muestra representativa, se determinan las capacidades típicas o más frecuentes de potencia instalada en toda el área de concesión de la EERCS. Esto se aplicará tanto para transformadores monofásicos como trifásicos. En las figuras 3.1 y 3.2 se observa las capacidades de los transformadores que se instalan con mayor frecuencia. En función de los transformadores representativos se establece la capacidad de transformadores a ser muestreados. En este análisis se escogieron las capacidades de 10, 15, 25, 37.5, 50, 75 y 100 kVA, dando un total de 24,147 transformadores.

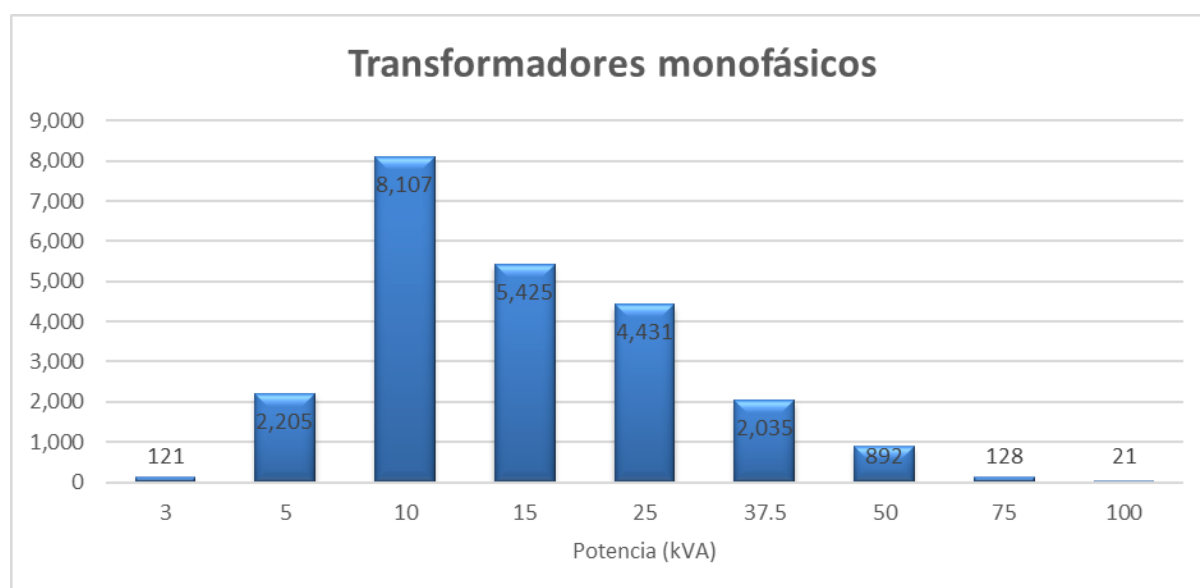


Figura 3.1: Cantidad de transformadores monofásicos

Fuente: CENTROSUR [1]

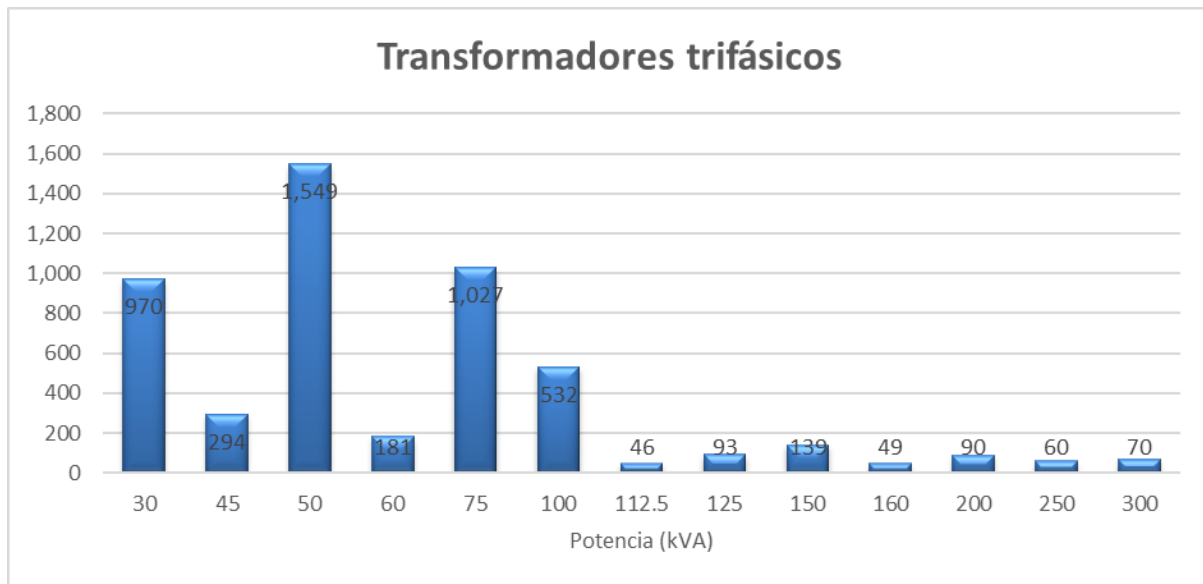


Figura 3.2: Cantidad de transformadores trifásicos

Fuente: CENTROSUR [1]

Para determinar la muestra de análisis, se aplica la técnica de muestreo aleatorio simple con una meta de exactitud y precisión del 96/4, siendo el 96 % de confianza y un ± 4 % de error de estimación, buscando que la muestra obtenida represente adecuadamente a todos los clientes atendidos por la EERCS.

$$n = \frac{Nz^2pq}{e^2(N-1) + z^2pq} \quad (3.1)$$

Donde:

- N : Tamaño de la población.
- z : Valor que depende del nivel de confianza. En una distribución normal estándar, si el nivel de confianza $(1 - \alpha)$ es 96 %, este valor estadístico z (4 %/2) es de 2.05.
- p : Proporción de la población.
- q : Es igual a $1 - p$.
- e : Error, límite aceptable del error muestral, generalmente varía del 1 % al 9 %.

El resultado para la asignación de muestras se presenta en la tabla 3.3:

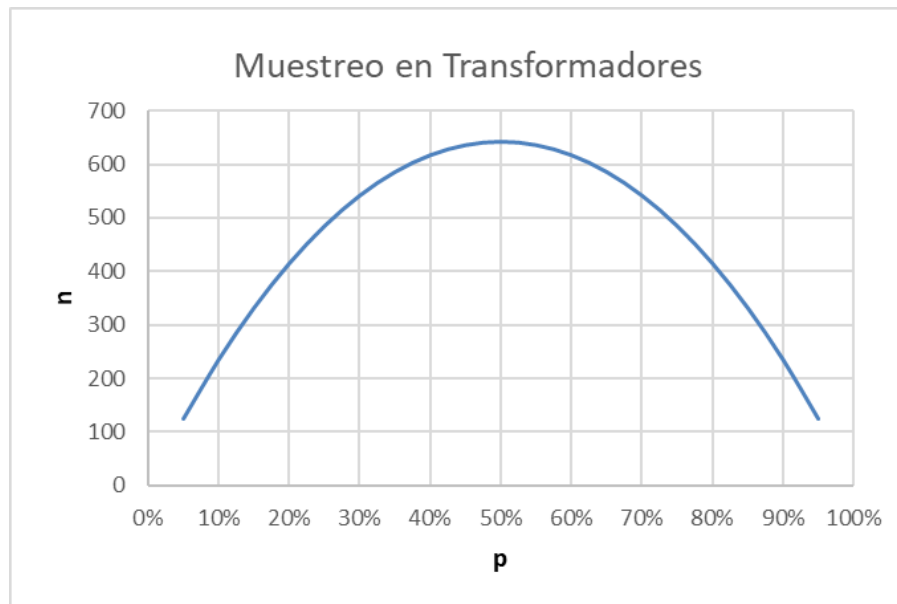


Figura 3.3: Distribución normal para determinación de la muestra de transformadores Fuente: CENTROSUR

Tabla 3.3: Asignación de muestras por capacidad de transformadores.

kVA	Total	% C_{ni}	Asignación
10	8,107	33.6 %	215
15	5,425	22.5 %	144
25	4,431	18.4 %	118
37.5	2,035	8.4 %	54
50	2,441	10.1 %	65
75	1,155	4.8 %	31
100	553	2.3 %	15
Total	24,147	100.0 %	642

3.2. Evaluación de pérdidas en el núcleo en los transformadores de distribución ante escenarios de factor de utilización

Los transformadores de distribución presentan dos tipos principales de pérdidas: pérdidas en el núcleo y pérdidas en el cobre. De acuerdo a la norma NTE INEN 2114, para transformadores monofásicos a frecuencia 60 Hz, mediante ensayos normalizados se modelan las pérdidas en

el núcleo y en el cobre a plena carga, resumidas en las ecuaciones presentadas en la tabla 3.4, dependientes del nivel de voltaje y de la capacidad del transformador [5].

Tabla 3.4: Pérdidas en transformadores monofásicos (NTE INEN 2114)

Rango de kVA	Pérdidas en vacío	Pérdidas con carga
Clase medio voltaje ≤ 25 kV y > 34.5 kV, clase bajo voltaje ≤ 1.2 kV _{r.m.s}		
3 a 167 kVA	$P_0 = 9.8033 \cdot P_n^{0.714}$	$P_c = 0.000063 \cdot P_n^3 - 0.02695 \cdot P_n^2 + 10.657 \cdot P_n + 38.267$
15 a 333 kVA	$P_0 = 33.2967 \cdot P_n^{0.532}$	$P_c = 33.2692 \cdot P_n^{0.749}$

Mientras que para la norma NTE INEN 2115, para transformadores trifásicos de distribución, autorefrigerados, sumergidos en aceite y a frecuencia 60 Hz, mediante ensayos normalizados se modelan las pérdidas en el núcleo y en el cobre a plena carga, resumidas en las ecuaciones presentadas en la tabla 3.5, dependientes del nivel de voltaje y de la capacidad del transformador [6].

Tabla 3.5: Pérdidas en transformadores trifásicos (NTE INEN 2115)

Rango de kVA	Pérdidas en vacío	Pérdidas con carga
Clase medio voltaje ≤ 25 kV		
15 a 150 kVA	$P_0 = 10.514 \cdot P_n^{0.7486}$	$P_c = -0.0103 \cdot P_n^2 + 13.892 \cdot P_n + 106.65$
150 a 800 kVA	$P_0 = 13.27 \cdot P_n^{0.7093}$	$P_c = 10.465 \cdot P_n + 537$
800 a 2000 kVA	$P_0 = 1.227 \cdot P_n + 554.59$	$P_c = 9.2632 \cdot P_n + 1875.2$
Clase medio voltaje > 25 kV y ≤ 34.5 kV		
75 a 800 kVA	$P_0 = 23.558 \cdot P_n^{0.6487}$	$P_c = 41.0332 \cdot P_n^{0.8118}$
800 a 2000 kVA	$P_0 = 8.3104 \cdot P_n^{0.7926}$	$P_c = -0.0004 \cdot P_n^2 + 9.9981 \cdot P_n + 2447.5$

En las tablas 3.6 y 3.7 se presentan las pérdidas en el núcleo y en el cobre para las capacidades nominales de transformadores de distribución comerciales.

La disminución del factor de utilización puede indicar un aumento injustificado en la potencia total instalada en los transformadores de MT/BT. Un factor de utilización muy bajo significa que las pérdidas en el núcleo de los transformadores de distribución aumentan innecesariamente, además de implicar mayores inversiones. Si ignoramos las pérdidas en el cobre, es posible determinar el costo que representan las pérdidas en vacío partiendo de un escenario alterna-

Tabla 3.6: Pérdidas de transformadores según NTE INEN 2114.[5]

Potencia Nominal (kVA)	Po (W)	Pc (W)	Pt (W)
3	21	70	91
5	25	91	122
10	52	142	194
15	68	189	260
25	98	289	387
37.5	130	403	533
50	179	543	722
75	214	713	927
100	263	889	1152
167*	379	1360	1739

tivo de factor de utilización global del sistema de la EERCS. Al variar el factor de utilización es posible determinar una “potencia instalada sobrante”, de la cual podemos determinar las pérdidas en vacío que esta genera en el sistema.

$$C_n(\text{sobrante}) = C_{ng} - \frac{D_{\text{máx}}}{F_{u(\text{escenario})}} \quad (3.2)$$

Así mientras mayor sea el factor de utilización de un escenario, mayor será la potencia instalada sobrante en el sistema, por lo que el valor de pérdidas determinado con esta $C_n(\text{sobrante})$ representará el ahorro de pérdidas que se tendría si se tuviera el $F_{u(\text{escenario})}$. Para determinar adecuadamente el valor de pérdidas se utilizan las potencias nominales representativas de transformadores determinadas en el apartado 3.1 con el fin de que el valor de pérdidas encontrado sea acorde con la distribución de potencias nominales en el sistema. Para determinar el valor monetario que representan las pérdidas en el vacío se utiliza el costo de adquisición de energía de la EERCS (C_{AdE}), es decir, el costo de compra al sistema de transmisión que es \$0.065 por kWh [26].

$$E_{\text{loss/año}} = C_n(\text{sobrante}) \cdot \left(\sum_i \frac{\%C_{ni} \cdot P_o}{C_{ni} \cdot 1000} \right) \cdot 24\text{h} \cdot 365\text{días} \quad (3.3)$$

Tabla 3.7: Pérdidas de transformadores según NTE INEN 2115.[6]

Potencia Nominal (kVA)	Po (W)	Pc (W)	Pt (W)
15	80	313	393
30	134	514	648
45	182	711	893
50	197	776	973
60	225	903	1128
75	266	1094	1360
100	330	1393	1723
112.5	361	1539	1900
125	390	1682	2072
150	447	1959	2406
160	486	2211	2697
200	569	2630	3199
225	618	2892	3510
250	666	3153	3819
300	758	3677	4435
350	846	4200	5046
400	930	4730	5660
500	1090	5770	6860
630	1284	7170	8454
750	1453	8386	9839

$$C_{E_{\text{loss/año(Escenario)}}} = E_{\text{loss/año}} \cdot C_{AdE} \quad (3.4)$$

Se aplica esta formulación con los valores de potencia instalada, demanda máxima, y demanda media de la primera etapa en el análisis de cargabilidad de la sección 3.1, es decir con el total

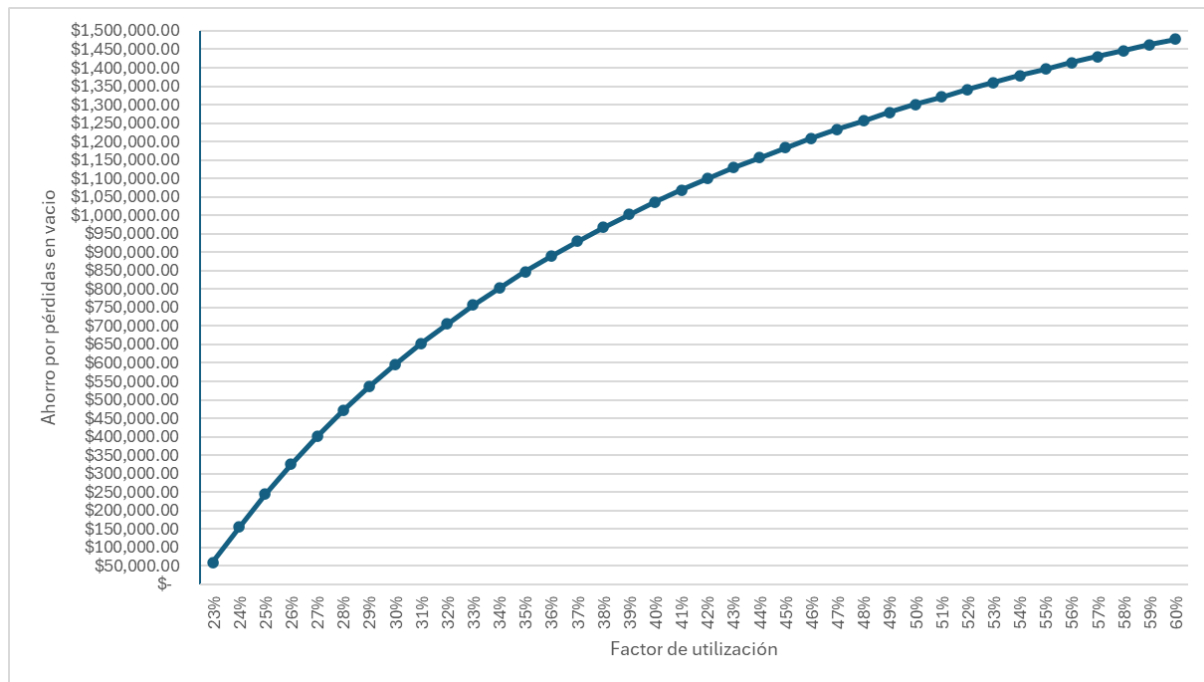


Figura 3.4: Costo de pérdidas en vacío (Ahorro) en diferentes escenarios de FU.

de la EERCS, debido a que no se cuenta con información de proporciones de capacidades típicas de transformadores por subestación o por alimentador. En la figura 3.4 se presenta el valor monetario de ahorro que se tendría para diferentes escenarios de factor de utilización en el sistema de distribución de la EERCS. En la tabla 3.8 se presenta un escenario calculado con un factor de utilización del 48 %, representando un ahorro de \$1,256,915.63 en un año.

Tabla 3.8: Pérdidas y ahorro de escenario de transformadores de distribución

Potencia nominal [kVA]	Cantidad de transformadores	Representación del sistema	Pérdidas en el vacío (W)	Pérdidas (kWh/año)	Ahorro de escenario
10	8,107	33.57 %	52	7,639,060.21	\$496,538.91
15	5,425	22.47 %	68	4,456,498.99	\$289,672.43
25	4,431	18.35 %	98	3,147,489.09	\$204,586.79
37.5	2,035	8.43 %	130	1,278,359.24	\$83,093.35
50	2,441	10.11 %	197	1,742,771.37	\$113,280.14
75	1,155	4.78 %	266	742,298.826	\$48,249.42
100	553	2.29 %	330	330,685.75	\$21,494.57
Total	24,147	100.00 %		19337163.49	\$1,256,915.63

Potencia instalada [kVA]	937000
Demanda máxima 2023 [kVA]	210000
Factor de utilización escenario	48 %
Potencia instalada sobrante [kVA]	499500
Precio de adquisición de energía [\$/kWh]	0.065

3.3. Evaluación de pérdidas de energía y económicas por sobredimensionamiento en los transformadores de distribución

Las pérdidas energéticas inmersas en el funcionamiento de un transformador para una etapa o año (u) de análisis, basado en la ecuación 2.10, se formulan mediante la ecuación 3.5.

$$P_{Eu} = [P_{Cu}^{(C_n)} \times \sum_{j=1}^t \left(\frac{P_j(1+c)^u}{C_n} \right)^2 + t \times P_{Fe}^{(C_n)}] \quad (3.5)$$

En esta expresión se identifican, las estimaciones de pérdidas de en el núcleo (P_{Fe}) y la de pérdidas en el cobre (P_{Cu}) a plena carga, las cuales pueden determinarse acorde a la ca-

pacidad nominal de transformador (C_n) y a su nivel de voltaje, como se indica en las tablas 3.4 y 3.5. Las pérdidas en el cobre son proporcionales al cuadrado del coeficiente de carga durante un periodo t . Debido a la naturaleza constante de las pérdidas en el hierro, el factor P_{Fe} únicamente se multiplica por el mismo número de intervalos de tiempo (t) empleado en la curva.

Al disponer de mediciones cada 10 minutos se emplea una curva de carga equivalente que describa la potencia (P_j) con un total de t igual a 144 intervalos. Dicha curva de carga se verá modificada anualmente por el factor de crecimiento de demanda (c) que es igual al 3 % [1].

Al realizar un análisis financiero, es necesario emplear herramientas que permitan evaluar los costos asociados a las pérdidas energéticas e inversión de los transformadores, de tal manera que puedan ser comparados en el presente.

Mediante la ecuación 3.6, se determinan los costos de pérdidas en el transformador de distribución, al multiplicar las pérdidas de energía en el transformador determinadas en la ecuación 3.5, por el costo medio del kWh (C_{kWh}) y por los días del año en análisis (W).

$$C_{P_u} = \left(\frac{[P_E] \times W \times C_{kWh}}{(1 + i)^u} \right) \quad (3.6)$$

El divisor de la ecuación 3.6 se emplea para llevar a valor presente los costos de pérdidas, en la cual se emplea una la tasa de descuento anual (i) igual a 12 %. El costo total a comparar, con el fin de determinar la opción de transformador mas económica, será la sumatoria del costo de pérdidas en cada etapa (año) de análisis mas el costo de inversión del equipo en la etapa inicial.

$$C_{Total} = \sum_{u=1}^{10} C_{P_u} + C_{inv}(C_n) \quad (3.7)$$

Se emplea un horizonte de análisis de 10 años debido a que es un horizonte típico para la planificación de sistemas eléctricos de potencia y sistemas de distribución en Ecuador.

Basándose en las curvas de carga equivalente de las figuras 2.8 y 2.9, la tabla de la figura 2.2 y en las consideraciones de las normas IEEE C57.91[3] y la guía técnica Colombiana GTC 50[9] expuestas en el apartado 2.4, se opta por utilizar un factor de sobrecarga de 1.6, es decir, que un transformador de distribución puede ser cargado con una potencia de 1.6 veces su capacidad nominal durante un periodo de 3 horas con una afección despreciable en su

vida útil. Para considerar una capacidad de transformador como segura, este criterio debe ser satisfecho para el crecimiento de demanda en el horizonte de 10 años de análisis.

Para llevar a cabo este análisis se desarrolla un código con toda la formulación y lógica expuesta en este apartado en el ambiente de programación Python, el cual se presenta en la sección A.2 de anexos, en este se emplea la curva de carga de medición de un transformador en particular, su potencia nominal, su nivel de voltaje en lado primario y si es trifásico o monofásico. Se utilizarán las capacidades típicas de transformadores de distribución determinadas en el apartado 3.1 como opciones de simulación.

3.4. Análisis comparativo de metodologías de dimensionamiento de transformadores de las empresas eléctricas distribuidoras nacionales

Las empresas distribuidoras de electricidad a nivel nacional manejan una base metodológica similar, la cual asigna la capacidad a un transformador de distribución mediante la siguiente ecuación:

$$\text{TRAFO} = \left(\left(\sum_{i=1}^N \frac{\text{DMU}_p}{\text{fp}_c} \right) \cdot f_c + \left(\sum_{j=1}^{N_{ci}} \frac{\text{DMU}_{ci}}{\text{fp}_{ci}} \right) \cdot f_{ci} + \text{AP} + \text{CE} \right) \cdot \mu \quad (3.8)$$

donde:

Variable	Descripción	Unidad
TRAFO	Capacidad del Transformador	kVA
DMU_p	Demanda máxima unitaria proyectada	kW
fp_c	Factor de potencia de clientes	p.u.
f_c	Factor de coincidencia de clientes	p.u.
N	Número de clientes	U
DMU_{ci}	Demanda máxima unitaria de cocinas de inducción	kW
fp_{ci}	Factor de potencia de cocinas de inducción	p.u.
f_{ci}	Factor de coincidencia de cocinas de inducción	p.u.
N_{ci}	Número de cocinas de inducción	U
AP	Alumbrado público	kVA
CE	Cargas especiales	kVA
μ	Factor de sobrecarga	p.u.

3.4.1. Demanda máxima unitaria proyectada DMU_p

La EERCS propone determinar la demanda máxima unitaria proyectada a 10 años mediante la ecuación 3.9, en la cual el ingeniero proyectista determinará esta demanda basada en el consumo estimado mensual de energía, el cual depende de los usos finales [27].

$$DMU_p = (0.0032 \cdot kWh_{mes} + 0.2466) \cdot (1 + 1 \% \cdot 10) \quad (3.9)$$

Al considerar la función utilizada en la regresión, no se limita a umbrales de estratos, dejando el criterio al proyectista.

La Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA) sugiere determinar las demandas máximas unitarias proyectadas tomando en cuenta el área de los lotes para el sector urbano y el tipo de usuarios para el sector rural. Se establece en la tabla 3.9 la clasificación de los mismos [28].

La Empresa Eléctrica Quito (EEQ) categoriza los estratos en función del consumo mensual por cliente, como se indica en la tabla 3.10 [29].

Tabla 3.9: DMU_p en función del área promedio de lotes y tipo de usuario para sectores urbano y rural para la EERSSA.

Sector Urbano		
Área promedio de lotes [m^2]	Tipo de usuario	DMU_p [kVA] (10 años)
$A > 400$	A	4.48
$300 < A \leq 400$	B	2.35
$200 < A \leq 300$	C	1.33
$100 < A \leq 200$	D	0.82
$A \leq 100$	E	0.56
Sector Rural		
Tipo de sector	Tipo de cliente	DMU_p [kVA] (10 años)
Periferia Ciudad	F	0.60
Centro Parroquial	G	0.50
Rural	H	0.40

Tabla 3.10: Categoría de Estrato de Consumo y Escalas de Consumo para EEQ.

Categoría de Estrato de Consumo	Escalas de consumo (kWh/mes/cliente) sin considerar cocinas de inducción
E	0 – 100
D	101 – 150
C	151 – 250
B	251 – 350
A	351 – 500
A1	501 – 900

Para determinar la demanda máxima unitaria en función de la categoría de estrato de consumo se emplean los valores presentados en la tabla 3.11.

Para la Empresa Eléctrica Ambato (EEASA), se determina una categorización zonificada de

Tabla 3.11: Demanda máxima unitaria por estrato considerados en la EEQ.

Categoría	Demanda máxima unitaria
E	0.348
D	0.497
C	0.784
B	1.057
A	1.45
A1	2.44

polígonos por tipos de clientes del sistema ArcGis. De acuerdo con la ubicación del nuevo cliente dentro del polígono, se determina la categoría del cliente bajo la clasificación descrita en la tabla 3.12 [30].

Tabla 3.12: Valores de consumo mínimo y máximo por categoría de estrato considerados en la EEASA.

Categoría	Valor mínimo de consumo del estrato	Valor máximo de consumo del estrato
A	> 270	500
B	> 160	270
C	> 110	160
D	> 80	110
E	10	80

Una vez definida la categoría a la cual está asociado el usuario, se establece su demanda máxima diversificada como indica la tabla 3.13.

Determinación de factor de potencia para clientes fp_c

Todas las empresas eléctricas distribuidoras nacionales establecen que el factor de potencia para clientes es dependiente de la demanda máxima proyectada, la cual está estipulada por el tipo de usuario, por lo que queda a criterio del proyectista utilizar el valor más conveniente

Tabla 3.13: Demanda Máxima Unitaria (DMU) por categoría para la EEASA.

Categoría	DMU (kVA)
A	6.611
B	3.832
C	2.412
D	1.731
E	1.306

[27][28][29][30]. Sin embargo, se sugiere un valor referencial presentado en la tabla 3.14.

Tabla 3.14: Factores de potencia sugeridos para clientes por empresa eléctrica distribuidora.

Empresa Eléctrica	Factor de potencia sugerido para clientes
EERCS	0.92
EERSSA	No definido
EEQ	0.95
EEASA	0.9

Determinación de factor de coincidencia f_c

La EERCS ofrece en la tabla 3.15 una guía de selección de factores de coincidencia en función del número de clientes, obtenidos en base a simulaciones [27].

La EERSSA determina el factor de coincidencia para N número de usuarios mediante la ecuación 3.11 [28]:

$$FC = N^{-0.0944} \quad (3.10)$$

La EEQ ofrece una tabla guía de distintos factores de coincidencia en función del número de clientes como indica la tabla 3.16 [29].

En el caso de la EEASA no se ofrece una forma específica de determinar el factor de coincidencia; sin embargo, se proveen directamente las demandas máximas diversificadas por estrato

Tabla 3.15: Factor de coincidencia (p.u.) para clientes residenciales de la EERCS.

Cliente	Factor de coincidencia	Cientes	Factor de coincidencia	Cientes	Factor de coincidencia
1	1.000	18	0.546	35	0.501
2	0.868	19	0.540	36	0.500
3	0.789	20	0.535	37	0.499
4	0.737	21	0.532	38	0.498
5	0.701	22	0.528	39	0.496
6	0.673	23	0.525	40	0.495
7	0.652	24	0.522	41	0.493
8	0.632	25	0.519	42	0.491
9	0.616	26	0.517	43	0.490
10	0.603	27	0.516	44	0.489
11	0.592	28	0.514	45	0.488
12	0.584	29	0.512	46	0.487
13	0.576	30	0.511	47	0.486
14	0.569	31	0.508	48	0.486
15	0.563	32	0.506	49	0.485
16	0.557	33	0.504	50	0.485
17	0.553	34	0.503		

de consumo [30].

Determinación de la demanda máxima unitaria de cocinas de inducción DMU_{ci}

La EERCS deja a criterio del proyectista la determinación del valor de demanda máxima unitaria de las cocinas de inducción; quien debe considerar el factor de utilización, dependiendo de la marca y modelo de las cocinas [27].

La EERSSA considera a las cocinas de inducción como cargas especiales, por lo que no pro-

Tabla 3.16: Factor de coincidencia para clientes residenciales de la EEQ.

Cliente	Factor de coincidencia	Cientes	Factor de coincidencia	Cientes	Factor de coincidencia
1	1	18	26.60	35	46.60
2	1	19	27.80	36	47.70
3	1	20	29.20	37	48.90
4	1	21	30.40	38	50.00
5	9.49	22	31.70	39	51.25
6	10.80	23	32.80	40	52.30
7	12.10	24	33.90	41	43.40
8	13.50	25	34.90	42	54.50
9	14.80	26	36.00	43	55.40
10	16.10	27	37.20	44	56.70
11	17.40	28	38.90	45	57.90
12	18.70	29	39.50	46	59.00
13	20.10	30	40.70	47	60.20
14	21.40	31	41.90	48	61.40
15	22.70	32	43.10	49	62.40
16	24.00	33	44.30	50	63.50
17	25.30	34	45.40		

porciona una guía para determinar la demanda máxima unitaria para las mismas, dejando a criterio del proyectista su determinación [28].

La EEQ calcula la demanda máxima unitaria de cocinas de inducción mediante la ecuación 3.11:

$$DMU_{ci} = 0.6 \cdot CI \cdot FD \quad (3.11)$$

donde:

- CI: Carga instalada de una cocina de inducción.
- FD: Factor de demanda de una cocina de inducción.

En la guía de la EEQ, se sugiere tomar los valores de CI = 3 kW y FD = 0.8 como referenciales [29].

La EEASA emplea la ecuación 3.12 para determinar la demanda máxima unitaria de las cocinas de inducción.

$$DMU_{ci} = CI \cdot FD \quad (3.12)$$

donde:

- CI: Carga instalada de una cocina de inducción.
- FD: Factor de demanda de una cocina de inducción.

Mientras que para esta empresa se sugieren emplear los valores de CI = 4 kW y FD = 0.8 [30].

Determinación del factor de coincidencia para las cocinas de inducción f_{ci}

Para definir el factor de coincidencia por efecto de la cocina de inducción, la EERCS se basa en valores obtenidos de simulaciones con intervalos de 30 minutos, como se pueden observar en la tabla 3.17 [27].

La EERSSA deja a criterio del proyectista la selección del factor de coincidencia apropiado para las cocinas de inducción [28].

Para la EEQ, el factor de coincidencia está definido por la ecuación 3.14, en donde únicamente se toma en cuenta el número de cocinas a implementar [29].

$$FC_{CI} = e^{-0.7243} \times N_{CI}^{-0.128443} + 0.037 \quad (3.13)$$

La EEASA define el factor de coincidencia por efecto de la cocina de inducción en base a valores presentados en la tabla 3.18 [30].

Tabla 3.17: Factor de coincidencia para Cocinas de Inducción para la EERCS.

Clientes	Factor de coincidencia
1	1.000
2	0.739
4	0.543
6	0.463
8	0.420
10	0.392
12	0.368
14	0.349
16	0.337
18	0.328
20	0.320
25	0.307
30	0.297
35	0.291

3.4.2. Determinación del factor de potencia para cocinas de inducción fp_{ci}

Todas las empresas eléctricas distribuidoras nacionales estipulan que el factor de potencia para cocinas de inducción debe ser seleccionado por el ingeniero proyectista utilizando el valor más conveniente [27][28][29][30]. Sin embargo, se sugiere un valor referencial presentado en la tabla 3.19.

3.4.3. Determinación de alumbrado público AP

Todas las empresas eléctricas analizadas concuerdan con el criterio de que la componente correspondiente al alumbrado público depende de la cantidad y características de luminarias a ser instaladas, siendo un dato establecido por el proyectista [27][28][29][30].

Tabla 3.18: Factor de coincidencia para Cocinas de Inducción de la EEASA.

Clientes	Factor de coincidencia
1	1.000
2	0.811
4	0.541
6	0.446
8	0.405
10	0.378
12	0.370
14	0.362
16	0.354
18	0.346
20	0.338
25	0.318
30	0.297
35	0.284

Tabla 3.19: Factores de potencia sugeridos para cocinas de inducción por empresa eléctrica distribuidora.

Empresa Eléctrica	Factor de potencia sugerido para cocinas de inducción
EERCS	0.98
EERSSA	No definido
EEQ	0.95
EEASA	1

3.4.4. Determinación de cargas especiales CE

Similar a las cargas de alumbrado público, todas las empresas eléctricas regionales disponen que el componente de cargas especiales tanto comerciales como industriales sea determinado por el proyectista, quien define este tipo de cargas y sus potencias reales nominales [27][28][29][30].

3.4.5. Determinación del factor de sobrecarga μ

Fundamentados en análisis de cargabilidad y la revisión del estándar, las empresas eléctricas distribuidoras nacionales definen los factores de sobrecargas empleados, resumidos en la tabla 3.20 [27][28][29][30].

Tabla 3.20: Factor de sobrecarga de empresas eléctricas a nivel nacional.

Empresa Eléctrica	Estrato	Factor de Sobrecarga
EERCS	-	0.6
EERSSA	A	0.9
	B y C	0.8
	D...H	0.7
EEQ	A y B	0.9
	C	0.8
	D y E	0.7
EEASA	-	0.76923

4. RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados conseguidos al aplicar la metodología y los procedimientos propuestos.

4.1. Factores de cargabilidad de la EERCS

4.1.1. Factores de cargabilidad de los transformadores de distribución de MT/BT asociados al sistema de la EERCS

En octubre de 2023, la demanda máxima registrada fue de 210 MW y la capacidad nominal total de los transformadores de MT/BT fue de 937.4 MVA [8], resultando en un factor de utilización (FU) de 0.22. La demanda media en ese mismo mes fue de 131.9 MW, lo que dio lugar a un factor de carga (FC) de 0.63. Basándose en los valores de demanda media y la capacidad instalada, se determinó que el factor de cargabilidad media (FLA) es de 0.14, lo que indica que solo se aprovecha el 14 % de la capacidad instalada en los transformadores de distribución desde una perspectiva energética.

Tabla 4.1: Factores de cargabilidad a nivel total del sistema de la EERCS.

Factor	Promedio
FU	0.22
FC	0.63
FLA	0.14

En la figura 4.1 se muestra un resumen de los factores de cargabilidad de la EERCS obtenidos con corte a noviembre de 2023.

4.1.2. Factores de cargabilidad por Subestaciones AT/MT asociados a la capacidad instalada en transformadores de distribución de MT/BT

Utilizando los valores de demanda máxima y media en el año 2023 por subestación y la capacidad instalada en transformadores de distribución de MT/BT asociada a cada subestación ($C_{N\text{Subestación}(i)}$), se determinaron los factores de utilización (FU), factores de carga (FC) y factores de cargabilidad media (FLA) por subestación. En promedio, el FU en subestaciones

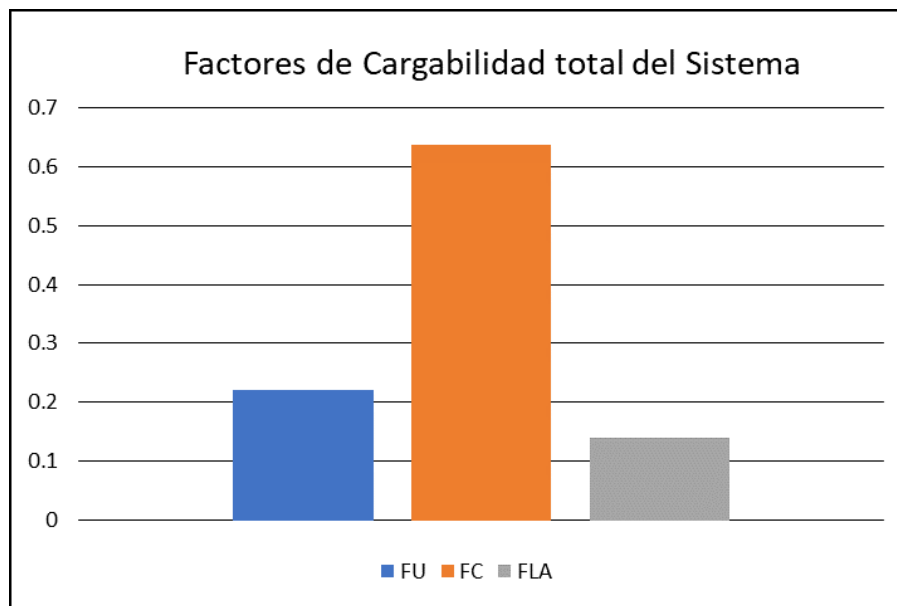


Figura 4.1: Factores de cargabilidad a nivel total del sistema de la EERCS

AT/MT es de 0.26, destacando la S/E 01 con un FU de 0.34 como la más alta, y la S/E 23 con un FU de 0.187 como la más baja. En cuanto al FC, el promedio en subestaciones AT/MT es de 0.55, con la S/E 04 presentando el mayor FC de 0.69 y la S/E 12 el menor de 0.41. Finalmente, el FLA promedio en subestaciones es de 0.14, como se muestra en la figura 4.2, donde la S/E 07 tiene el mayor FLA de 0.19 y la S/E 13 el menor de 0.089

Tabla 4.2: Factores de cargabilidad a nivel subestaciones.

Factor	Promedio	Mínimo	Máximo
FU	0.26	0.18 (S/E 23)	0.34 (S/E 01)
FC	0.55	0.41 (S/E 12)	0.69 (S/E 04)
FLA	0.14	0.08 (S/E 13)	0.19 (S/E 07)

4.1.3. Factores de cargabilidad de los transformadores de MT/BT por Alimentadores Primarios

Utilizando los mismos conceptos anteriormente aplicados, el promedio del FU en alimentadores primarios es 0.22, con el mayor FU de 0.58 perteneciente al alimentador 2122 y el menor FU de 0.161 correspondiente al alimentador 1323. En promedio, el FC en alimentadores primarios es 0.63, destacando el alimentador 0201 con el mayor FC de 0.88 y el alimentador 2122 con el menor FC de 0.17. Finalmente, el promedio del FLA en alimentadores primarios

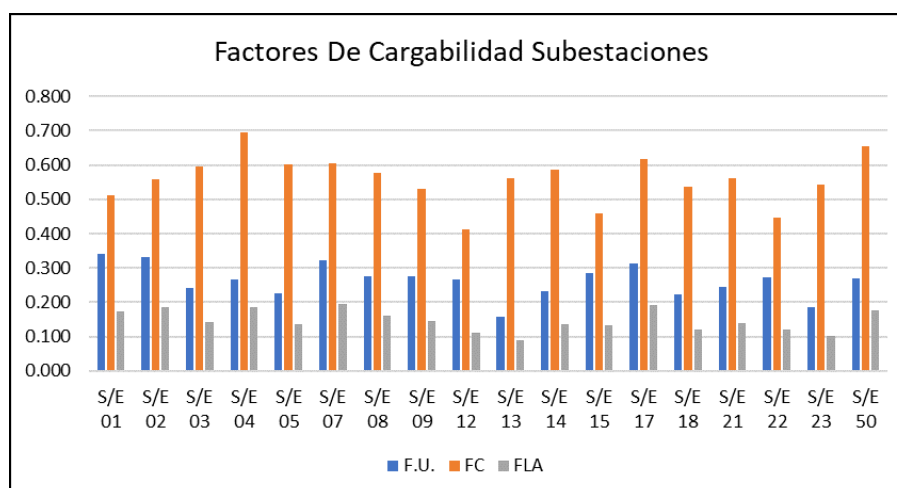


Figura 4.2: Factores de cargabilidad a nivel subestaciones.

es 0.14, siendo el alimentador 0201 el de mayor FLA con un valor de 0.29 y el alimentador 1422 el de menor FLA con 0.08. En la figura 4.3 se pueden apreciar los factores de cargabilidad en algunos de los alimentadores primarios de la EERCS, la gráfica completa se presenta en la sección de anexos C.

Tabla 4.3: Factores de cargabilidad a nivel de alimentadores primarios.

Factor	Promedio	Mínimo	Máximo
FU	0.22	0.16 (1323)	0.58 (2122)
FC	0.63	0.17 (2122)	0.88 (0201)
FLA	0.14	0.08 (1422)	0.29 (0201)

4.1.4. Factores de cargabilidad a nivel de transformadores de distribución

En términos generales, el factor de utilización (FU) para los transformadores de distribución de la EERCS se sitúa en torno a 0.474, con un promedio de 0.487 para los transformadores monofásicos y 0.45 para los trifásicos. En cuanto al factor de carga (FC), el promedio general es aproximadamente 0.38, siendo 0.332 para los transformadores monofásicos y 0.466 para los trifásicos. El factor de cargabilidad media (FLA) promedio para los transformadores de distribución de la EERCS se ubica alrededor de 0.184, con un promedio de 0.165 para los monofásicos y 0.215 para los trifásicos.

En la figura 4.4 se puede apreciar los valores antes mencionados que corresponden a los datos

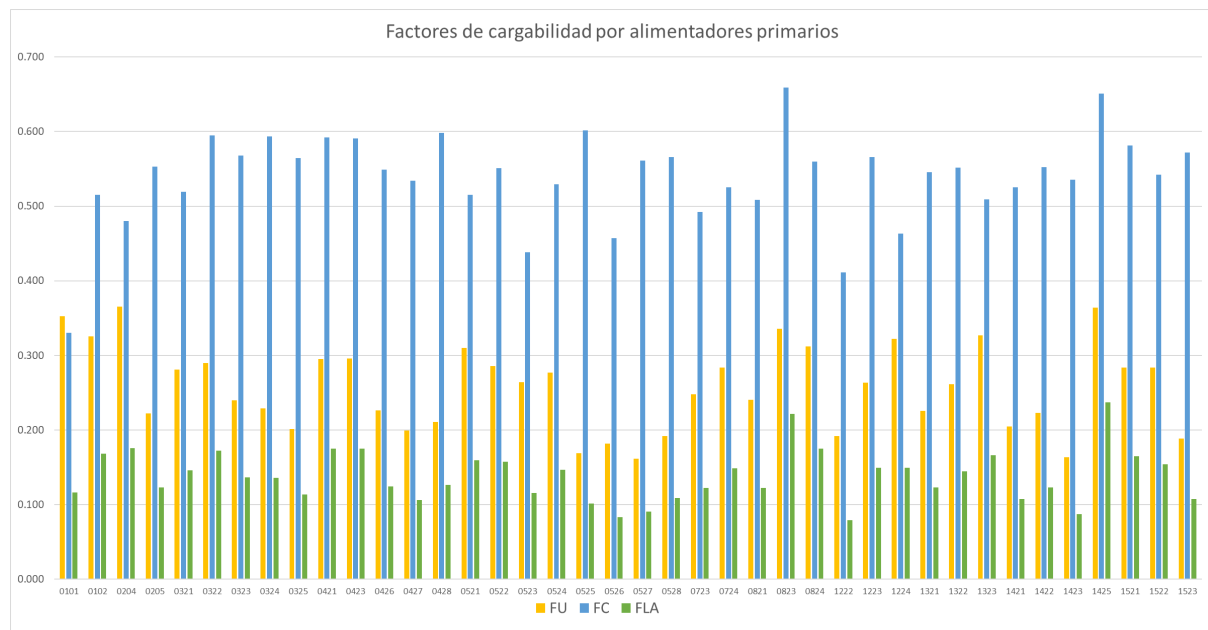


Figura 4.3: Factores de cargabilidad a nivel de alimentadores primarios.

de la EERCS.

Tabla 4.4: Factores de cargabilidad promedio a nivel de transformadores de distribución.

Factor	Promedio General	Promedio 3F	Promedio 1F
FU	0.474	0.45	0.487
FC	0.38	0.466	0.332
FLA	0.184	0.215	0.165

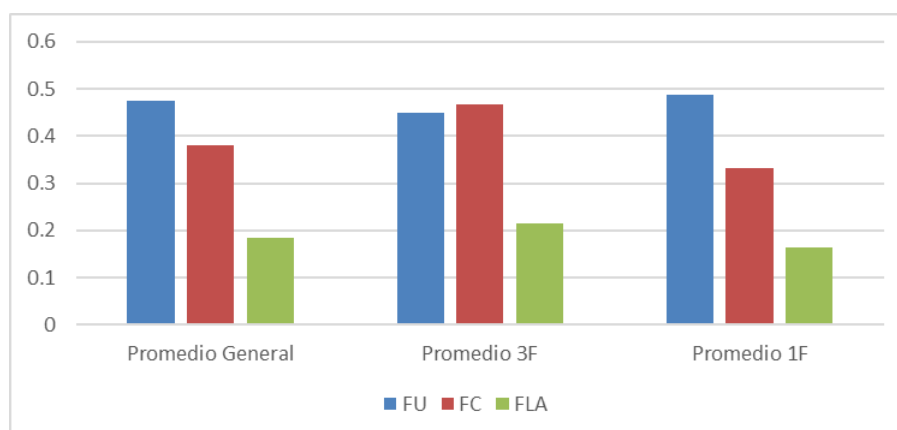


Figura 4.4: Factores de cargabilidad promedio de transformadores de distribución.

Además, se empleó la función plot3 de Matlab para representar gráficamente el comportamien-

to diario de la carga en las muestras durante los 7 días de medición, creando una superficie en relación con el valor de la potencia nominal del transformador. En la Figura 4.5 se presentan los perfiles, con una resolución temporal de 10 minutos en el eje de las horas, para los transformadores de 10 kVA en la muestra. Se observa que, a pesar de la alta resolución del muestreo, hay pocas mediciones que exceden la capacidad nominal en el eje vertical de la potencia aparente.

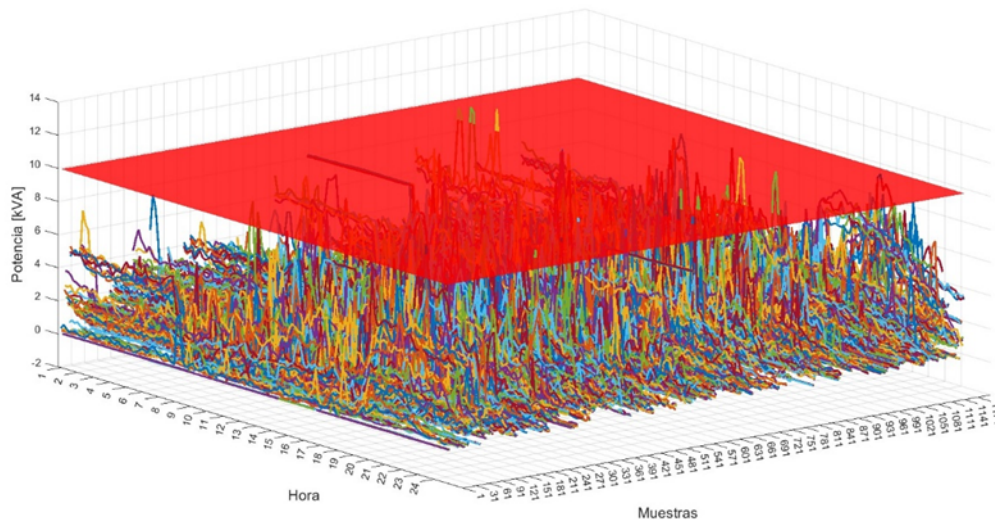


Figura 4.5: Mediciones de carga en transformadores de 10KVA

4.2. Análisis comparativo de costos de pérdidas en transformadores aplicando criterios de sobrecarga

Para evaluar el proceso descrito en la sección 3.3 se utilizaron dos casos reales de mediciones, uno para un transformador monofásico con capacidad de 37.5 kVA con código único 30450, conectado a un alimentador de 13.8 kV, y un caso de un transformador trifásico de 75 KVA con código único 10107, conectado a un alimentador de 22 KV. Ambos evaluados con un horizonte de análisis en 10 años según lo explicado en la sección previamente mencionada.

La EERCS al proporcionar las medidas de potencia instantánea de 7 días en intervalos de 10 minutos, de las cuales determinamos una curva de carga semanal promedio para cada caso, en la figuras 4.6 y 4.7 se presentan las curvas de carga de los transformadores de análisis.

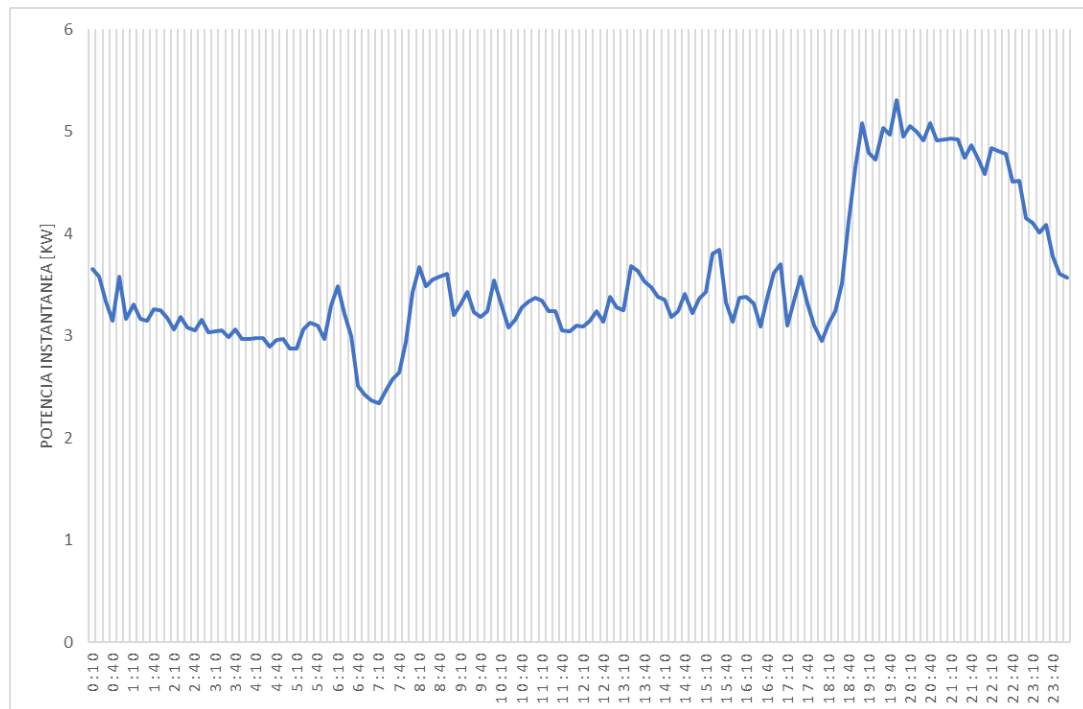


Figura 4.6: Perfil de carga de transformador de 37.5 kVA con código único 30450.

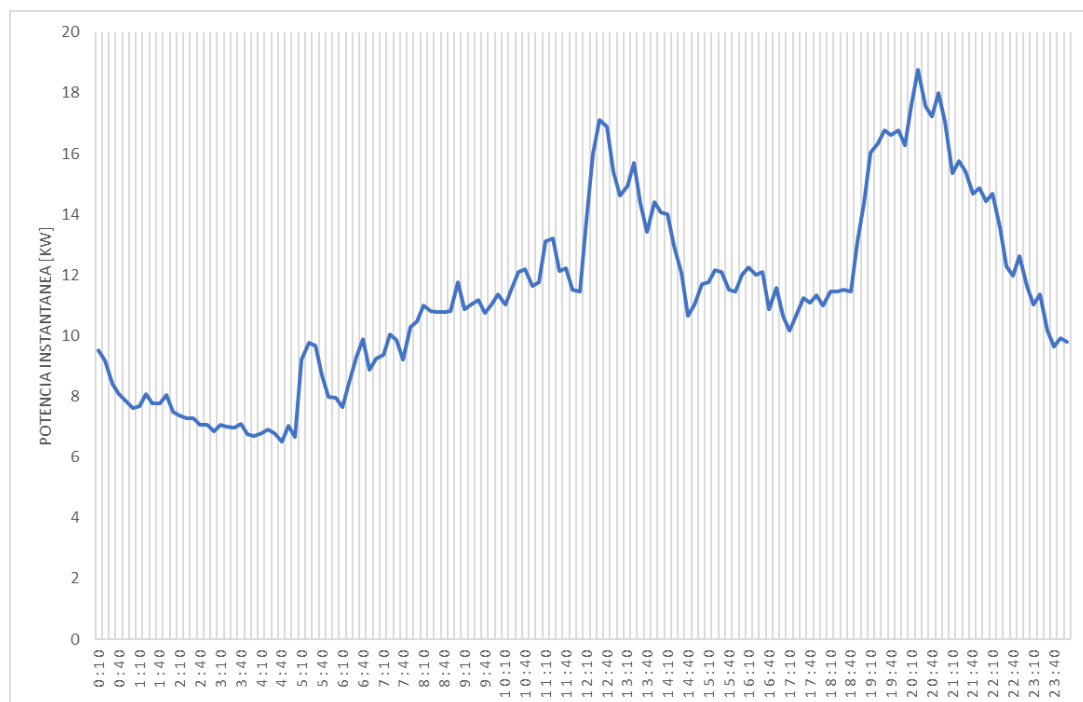


Figura 4.7: Perfil de carga de transformador de 75 kVA con código único 10107.

Se emplean como costos de inversión de transformadores los dispuestos en el portal de compras publicas del Ecuador (SERCOP) y por la empresa de distribución de materiales eléctricos SISTEL [31]. En las tablas 4.5 y 4.6 se presentan un resumen de resultados y los costos de

inversion utilizados para los casos de transformadores de 37.5 y 75KVA mencionados anteriormente.

Tabla 4.5: Evaluación de costos de transformadores para el caso del transformador de 37.5 kVA con código único 30450.

Potencia (kVA)	Costo In- versión (\$)	Etapas 1 (\$)	Etapas 5 (\$)	Etapas 10 (\$)	Costo Total (\$)
10.0	1155	330.42	354.96	NaN	NaN
15.0	1355	373.77	388.52	412.61	3545.99
25.0	1692	488.58	496.56	509.58	4495.37
37.5	2064	631.27	636.22	644.31	5657.37
50.0	3011	765.69	769.22	774.99	7356.27
75.0	3678	1013.33	1015.52	1018.29	9415.27
100.0	4235	1240.17	1241.72	1244.25	11250.6

Tabla 4.6: Evaluación de costos de transformadores para el caso del transformador de 75 kVA con código único 10107.

Potencia (kVA)	Costo In- versión (\$)	Etapas 1 (\$)	Etapas 5 (\$)	Etapas 10 (\$)	Costo Total (\$)
10.0	1155	NaN	NaN	NaN	NaN
15.0	1355	NaN	NaN	NaN	NaN
25.0	1692	NaN	NaN	NaN	NaN
37.5	2064	1043.98	1123.82	NaN	NaN
50.0	3011	1136.56	1193.38	1227.23	9737.51
75.0	3678	1384.26	1419.77	1440.93	11689.8
100.0	4235	1647.43	1672.94	1714.6	13680.2

En las tablas 4.5 y 4.6 la expresión 'NaN' denota que para el escenario de transformador simulado se a sobrepasado el nivel de sobrecarga tolerable de 1.6 veces la potencia nominal del mismo, por lo que esa opción no es viable para el horizonte de tiempo impuesto en este

análisis, a pesar de que en etapas iniciales cumplía con esa restricción. Resulta interesante observar que para ambos casos simulados el costo total se reduce al utilizar un transformador de menor capacidad nominal que el que está instalado. En el caso del transformador de 37.5 KVA, empleando la curva de carga promedio de mediciones de 7 días y el criterio de sobrecarga de 1.6 veces la capacidad nominal del transformador, la mejor opción sería uno de 15 KVA presentando un ahorro de \$2111.38. Así mismo, para el caso del transformador de 75KVA la mejor opción sería uno de 50KVA presentando un ahorro de \$1952.29.

Se evidencia con estos resultados que un sobredimensionamiento en la capacidad instalada no solo incrementa las pérdidas energéticas, sino que también impacta negativamente en la economía del sistema.

4.3. Comparativa de dimensionamiento de transformadores empleado por las principales Empresas Eléctricas Regionales a nivel nacional

Se compara un caso práctico de dimensionamiento para las empresas eléctricas EERCS, EERSSA, EEASA, y EEASA. Considerando que el transformador debe servir a 30 usuarios, con un consumo mensual unitario de 80kWh y una demanda de alumbrado público de 2.5 kVA. En la tabla 4.7 se detalla cada uno de los factores necesarios para determinar la capacidad del transformador de distribución, acorde a la metodología utilizada por cada empresa como se encuentra detallado en el apartado 3.4.

4.4. Retroalimentación a la metodología de dimensionamiento de transformadores utilizado por la EERCS con las virtudes identificadas en los métodos de las empresas de distribución del resto del país.

Para optimizar la metodología de dimensionamiento de transformadores de la EERCS, se pueden considerar las siguientes recomendaciones basadas en las virtudes identificadas en los métodos de las EERSSA, EEASA y EEASA:

4.4.0.1. Demanda máxima unitaria proyectada DMU_p

La EEASA clasifica a los clientes por zonas georeferenciadas y asigna estratos correspondientes a demandas máximas proyectadas, lo que resulta en una forma efectiva de dimensionar el

Tabla 4.7: Comparación de dimensionamiento de transformadores para empresas eléctricas a nivel nacional ante un escenario igual.

	EERCS	EEQ	EEASA	EERSSA
Número clientes	30	30	30	30
Consumo mensual por cliente (kWh)	80	80	80	80
Estrato	-	E	E	E
Alumbrado público (kVA)	2.5	2.5	2.5	2.5
Demanda Máxima Diversificada (kVA)	9.212	14.164	10.857	12.190
Demanda de Pérdidas Técnicas (kVA)	0	0.510	0	0
Factor de sobrecarga	0.6	0.8	0.769	0.7
Capacidad del Transformador (kVA)	7.0274	13.739	10.275	10.283
Selección de transformador (kVA)	10	15	15	15

consumo mensual. Implementar esta metodología en la EERCS puede ayudar a los proyectistas a determinar una demanda máxima unitaria próxima a la real, disminuyendo errores de sobredimensionamiento.

4.4.0.2. Determinación del factor de coincidencia f_c

La EEQ proporciona un desglose detallado de factores de coincidencia para un mayor número de usuarios servidos por un transformador, reduciendo la necesidad de extrapolar datos. Teniendo en cuenta el inminente crecimiento del área de concesión y del número de clientes servidos por un mismo transformador, la EERCS puede implementar un desglose más amplio de este factor.

4.4.0.3. Determinación del factor de coincidencia para las cocinas de inducción $f_{c_{ci}}$

La tabla guía de factores de coincidencia para cocinas de inducción de la EEASA ofrece un mayor detalle para proyectos con alta inserción de cocinas eléctricas. la EERCS puede aplicar una guía similar para asegurar un dimensionamiento preciso en estos casos.

4.4.0.4. Determinación de cargas especiales CE

La EEQ es la única que incluye la demanda de pérdidas técnicas resistivas dentro del dimensionamiento, consideradas un 3,6 % de la demanda máxima diversificada. Con su respectivo estudio de pérdidas técnicas resistivas, la EERCS puede incluir este porcentaje de demanda a su metodología, para evaluar mejor la capacidad asignada al transformador.

4.4.0.5. Determinación del factor de sobrecarga μ

Tanto la EERSSA como la EEASA, al disponer de categorización de estratos, tienen la capacidad de asignar factores de sobrecarga individuales. La EERCS debe considerar implementar una categorización de estratos que permita asignar factores de sobrecarga individuales, que representen de manera real dicho límite seguro de sobrecarga, conociendo el comportamiento de consumo de cada estrato.

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1. Conclusiones

El análisis de cargabilidad de los transformadores de distribución de la EERCS reveló varios aspectos técnicos y económicos críticos. Primero, se identificó un factor de utilización general de 0.474 en los transformadores de distribución, lo cual sugiere un sobredimensionamiento en la capacidad instalada del sistema de distribución. Se demostró en el ejercicio de evaluación de pérdidas económicas que el sobredimensionamiento de los transformadores contribuye significativamente a las pérdidas energéticas y económicas en el sistema de distribución, las cuales se atribuyen a las pérdidas en vacío las cuales aumentan al tener una capacidad nominal "Sobrante".

Considerando las recomendaciones de la norma ANSI/IEEE C57.91-2011 y la norma técnica colombiana GTC 50, junto con las curvas de carga equivalente que tienen una duración del pico de carga de 3 horas y con los respectivos porcentajes de precarga previo al pico, se concluye que los transformadores pueden ser sobrecargados hasta un 60 % más de su capacidad nominal durante picos de carga sin comprometer su vida útil ni exponerse a daños por temperatura, sin embargo este valor es únicamente una sugerencia general, el cual puede ajustarse en estudios específicos y dependiendo del criterio del ingeniero contratista.

El procedimiento descrito para evaluación de pérdidas energéticas y económicas por sobredimensionamiento en los transformadores de distribución proporciona una metodología basada en búsqueda exhaustiva, ideal para evaluar las pérdidas debido al sobredimensionamiento de estos equipos para casos específicos. Este enfoque, que considera tanto las pérdidas en el núcleo como en el cobre utilizando modelos matemáticos ajustados a las normas NTE INEN 2114 y NTE INEN 2115 permite una comparación precisa de las capacidades de transformadores a lo largo de un horizonte de evaluación de 10 años, y podría influir de manera directa en la toma de decisiones para la planificación de sistemas eléctricos de distribución.

El análisis comparativo presentado en la sección 4.2 demuestra la importancia de aplicar criterios de sobrecarga adecuados para optimizar los costos de pérdidas en transformadores de distribución. Al comparar dos casos reales de transformadores de 37.5 kVA y 75 kVA, se evidencia que la aplicación del enfoque propuesto puede resultar en una reducción significativa de costos a largo plazo. Los perfiles de carga obtenidos y las evaluaciones de costos muestran que los transformadores actualmente están sobredimensionados, lo que lleva a un aprovecha-

miento ineficiente de la capacidad instalada. Este hallazgo subraya la necesidad de revisar y ajustar las prácticas de dimensionamiento para mejorar la eficiencia del sistema de distribución y reducir tanto las pérdidas energéticas como los costos asociados .

La metodología de dimensionamiento de transformadores de la EERCS presenta un enfoque ordenado y fácil de entender, con un componente significativo del criterio del proyectista en la determinación de los factores que influyen en la capacidad del transformador. Sin embargo, estas decisiones del proyectista pueden optimizarse adoptando prácticas efectivas de otras empresas eléctricas del país. Algunas recomendaciones clave incluyen clasificar a los clientes por zonas geográficas para una correcta selección del consumo mensual, lo que permite una estimación más precisa de la demanda; proporcionar un desglose detallado de los factores de coincidencia para mejorar la precisión en la estimación de la demanda máxima diversificada; e incluir en el análisis las pérdidas técnicas resistivas para obtener una capacidad del transformador más realista y adecuada.

No obstante, si los criterios del proyectista y la aplicación de la guía de dimensionamiento de transformadores de distribución de la EERCS se aplican correctamente, la selección del transformador será adecuada en comparación al resto de empresas analizadas; sin embargo, en base a los resultados obtenidos, esta metodología no determina la capacidad óptima de transformador en la practica,

Los resultados de este trabajo resaltan la importancia de que los proyectistas e ingenieros de la EERCS realicen el dimensionamiento de los transformadores de distribución aplicando criterios de sobrecarga adecuados y mejorando las metodologías establecidas. La implementación de estas recomendaciones podría mejorar significativamente la eficiencia del sistema de distribución de la EERCS, contribuyendo a un ahorro energético y económico, asegurando un uso más eficiente de la capacidad instalada y reduciendo las pérdidas asociadas al sobredimensionamiento de los equipos.

5.2. Recomendaciones

Considerando el alcance de este trabajo, como recomendación para futuras investigaciones podrían considerarse la implementación de algoritmos de optimización clásica u optimización heurística, como una solución interesante para este tipo de problemas complejos de planificación del sistema de distribución.

La comparativa de metodologías de dimensionamiento de transformadores de distribución po-

dria extenderse a un estudio de revisión de la literatura en los países de la región con el fin de obtener virtudes en empresas de distribución de las grandes ciudades a nivel internacional.

Referencias

- [1] I. SAS, ““INVESTIGACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA A NIVEL DE CLIENTES Y ESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN DE CENTROSUR”,” Abr. 2024.
- [2] T. A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, 2da ed. CRC Press, 2014.
- [3] “IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators,” *IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995)*, pp. 1–123, Mar. 2012, conference Name: IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995). [En línea]. Disponible: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6166928>
- [4] “Guide for Determining Energy Efficiency for Distribution Transformers,” Oct. 2023. [En línea]. Disponible: <https://www.nema.org/standards/view/guide-for-determining-energy-efficiency-for-distribution-transformers>
- [5] “Normas inen monofasicos - NTE INEN 2114 (2004) (Spanish): Transformadores monofásicos. Valores de - Studocu.” [En línea]. Disponible: <https://www.studocu.com/ec/document/universidad-de-las-fuerzas-armadas-de-ecuador/maquinas-electricas/normas-inen-monofasicos/10808434>
- [6] “Normas inen triafasicos - NTE INEN 2115 (2004) (Spanish): Transformadores de distribución nuevos - Studocu.” [En línea]. Disponible: <https://www.studocu.com/ec/document/universidad-de-las-fuerzas-armadas-de-ecuador/maquinas-electricas/normas-inen-triafasicos/10808436>
- [7] I. S. Loor, “Sistemas de Distribución (Roberto Espinosa y Lara).” [En línea]. Disponible: https://www.academia.edu/25321635/Sistemas_de_Distribuci%C3%B3n_Roberto_Espinosa_y_Lara_
- [8] “Estadísticas CENTROSUR.” [En línea]. Disponible: <https://www.centrosur.gob.ec/estadisticas-centrosur/>
- [9] F. Ordoñez, “GUÍA TÉCNICA GTC COLOMBIANA 50.” [En línea]. Disponible: https://www.academia.edu/36178431/GU%C3%8DA_T%C3%89CNICA_GTC_COLOMBIANA_50
- [10] J. V. C. Arias y L. O. Contreras, “Ubicación y dimensionamiento óptimo de transformadores de distribución,” Proyecto de Grado, Universidad Tecnológica de Pereira, 2013. [En línea]. Disponible: <https://repositorio.utp.edu.co/server/api/core/bitstreams/d3d65485-e5ca-41fc-9d71-03cdc0be858e/content>

- [11] C. F. G. Arbeláez, "Dimensionamiento de transformadores de distribución y de conductores de la red de baja tensión," Proyecto de grado para optar al título de Ingeniero Eléctrico, Universidad de los Andes, Bogotá, D.C., 2003.
- [12] L. A. Ochoa y E. Albornoz, "Dimensionamiento de estaciones de transformación de media tensión/baja tensión basada en programación dinámica," in *XIX Seminario de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica*. Ecuador: ECUACIER, Año.
- [13] S. J. Chapman, *Electric Machinery Fundamentals*. McGraw-Hill, 1999.
- [14] J. J. Winders, *Power transformers: principles and applications*, ser. Power engineering. New York: Marcel Dekker, 2002, num. 17.
- [15] "NTE INEN 2110:98 Transformadores. Definiciones. (1998). Norma Técnica Ecuatoriana. Transformadores. Definiciones. Quito, Ecuador: INEN."
- [16] B. S. Guru y H. R. Hiziroglu, *Instructor's Manual for Electric Machinery and Transformers*. Oxford University Press, 2001.
- [17] Edison Tech Center, "Transformers," 2024, accessed: 2024-07-22. [En línea]. Disponible: <https://edisontechcenter.org/Transformers.html>
- [18] A. J. Pansini, *Electrical Transformers and Power Equipment*. The Fairmont Press, Inc., 1999.
- [19] J. Jimenez, *Mantenimiento de máquinas eléctricas. Grado medio. Electricidad y electrónica*. España: McGraw-Hill Interamericana de España S.L., 2004. [En línea]. Disponible: <https://www.casadellibro.com/libro-mantenimiento-de-maquinas-electricas-grado-medio-electricidad-y-electronica/9788448141783/972023>
- [20] E. Benedict, T. Collins, D. Gotham, S. Hoffman, D. Karipides, S. Pekarek, y R. Ramabhadran, "LOSSES IN ELECTRIC POWER SYSTEMS."
- [21] P. S. Georgilakis, "Spotlight on Modern Transformer Design," *Power Systems*, 2009, iISBN: 9781848826663. [En línea]. Disponible: https://www.academia.edu/31410209/Spotlight_on_Modern_Transformer_Design
- [22] O. L. Sánchez M, J. Velasco Medina, y C. A. Lozano, "Diseño de una aplicación para la gestión de carga en transformadores de distribución," *Ingeniería e Investigación*, vol. 26, num. 3, pp. 85–92, Dic. 2006, publisher: Facultad de Ingeniería, Universidad

- Nacional de Colombia. [En línea]. Disponible: http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S0120-56092006000300010&lng=en&nrm=iso&tlng=es
- [23] “Estudio de Sobrecargas Basado en Las Normas Ansi Ieee c57.91-1995 | PDF | Transformador | Energía eléctrica.” [En línea]. Disponible: <https://es.scribd.com/doc/122786709/Estudio-de-Sobrecargas-Basado-en-Las-Normas-Ansi-ieee-c57-91-1995>
- [24] “Reglamento técnico ecuatoriano rte inen 141 (1r): Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución,” Marzo 2018, resolución No. 18 037 del Ministerio de Industrias y Productividad, Subsecretaría de la Calidad, Ecuador. [En línea]. Disponible: <http://www.normalizacion.gob.ec/>
- [25] “CENELEC - HD 428 - Three-Phase Oil-Immersed Public Distribution Transformers, 50 Hz, from 50 to 2500 kVA, with Highest Voltage for Equipment Not Exceeding 24 kV | GlobalSpec.” [En línea]. Disponible: <https://standards.globalspec.com/std/281128/hd-428>
- [26] Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico, “Análisis y Determinación del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica - Período: Enero - Diciembre 2024,” 2023, Informe N°. INF-DRETSE-2023-041. [En línea]. Disponible: https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/07/INF-DRETSE-2023-041_Costos-SPEE-2024.pdf
- [27] *Dimensionamiento de Transformadores de Distribución MT/BT*, Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., Departamento de Estudios Técnicos - DIPLA, February 2017, versión 1.0, Revisión y ajustes finales por Patricio Quituisaca y Enrique Molina.
- [28] D. de Planificación, *Normas Técnicas para el Diseño de Redes Eléctricas Urbanas y Rurales*, Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA), Loja, Ecuador, January 2012, revisión 2012, Sistema de Gestión de Calidad.
- [29] E. E. Q. S.A., *Normas para Sistemas de Distribución - Parte A*, Empresa Eléctrica Quito S.A., Quito, Ecuador, February 2014, revisión 05, Código: DI-EP-P001-D001, Sistemas de Gestión de Calidad.
- [30] E. E. A. R. C. N. S.A., *Guías de Diseño Parte III: Redes Aéreas*, Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., Ambato, Ecuador, May 2016, versión 2021, Preparado por el Departamento Técnico.
- [31] Sistel, “Sistel,” <https://sistel.com.ec/>, accessed: 2024-07-20.

A. Anexo

A.1. Anexo A: Perfiles de carga en las capacidades típicas de transformadores de distribución.

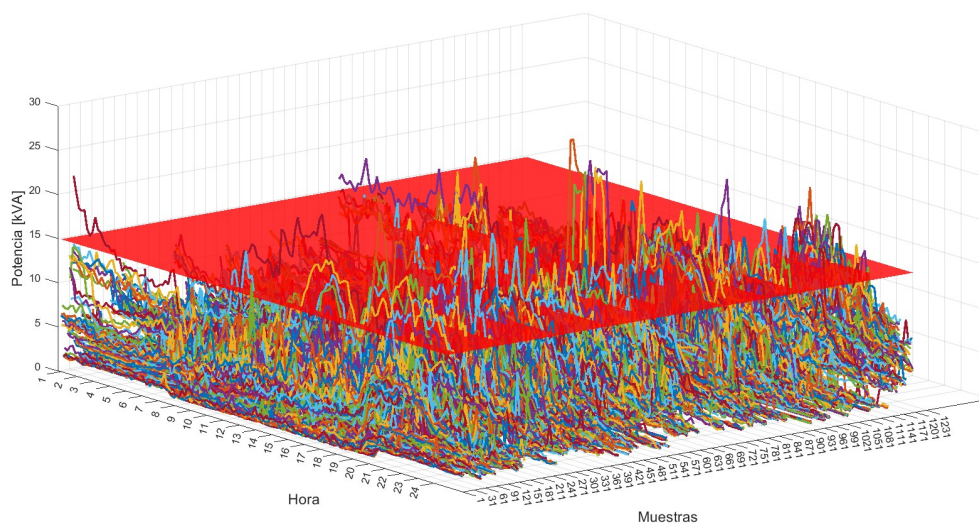


Figura A.1: Perfiles de carga en transformadores de 15 kVA

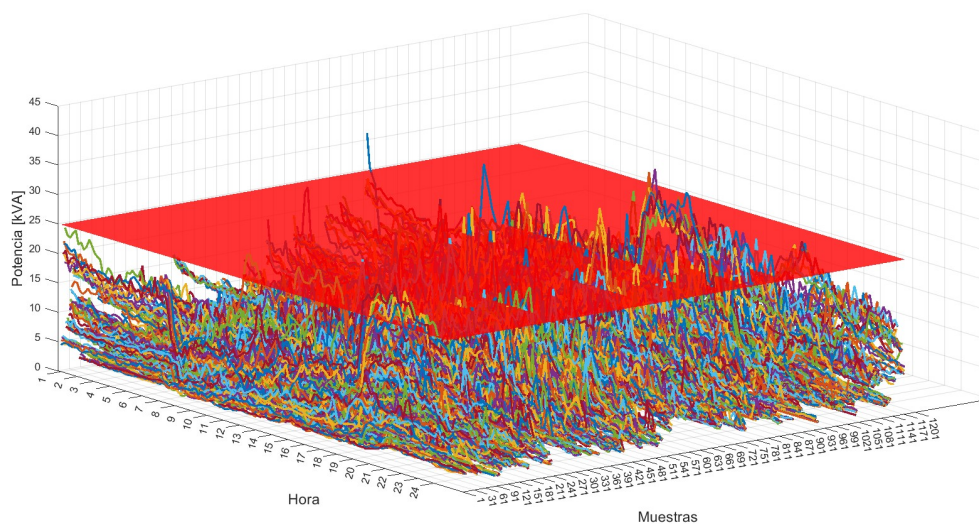


Figura A.2: Perfiles de carga en transformadores de 25 kVA

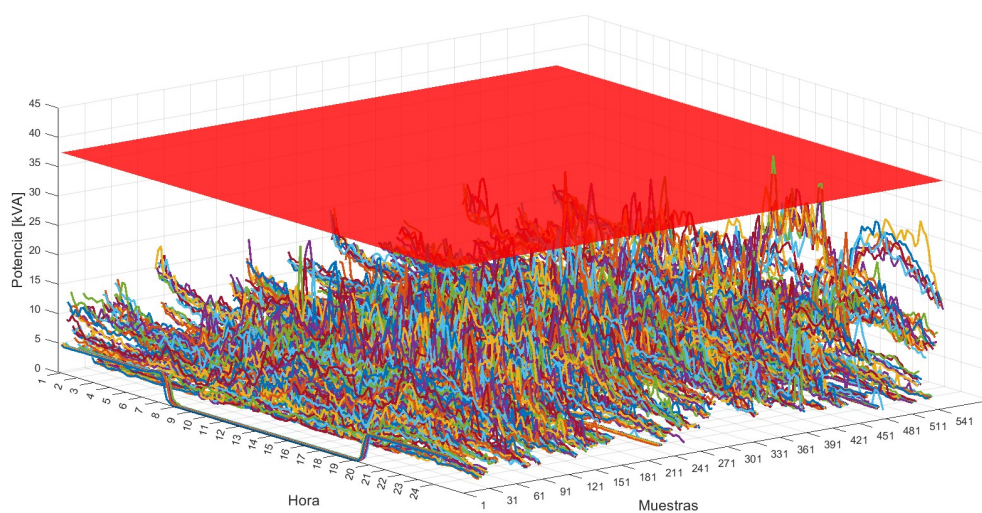


Figura A.3: Perfiles de carga en transformadores de 37.5 kVA

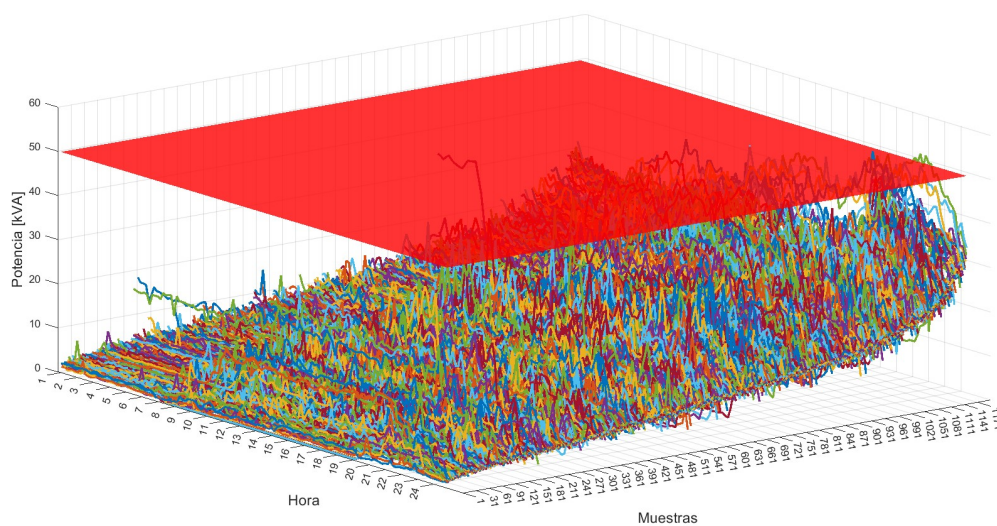


Figura A.4: Perfiles de carga en transformadores de 50 kVA

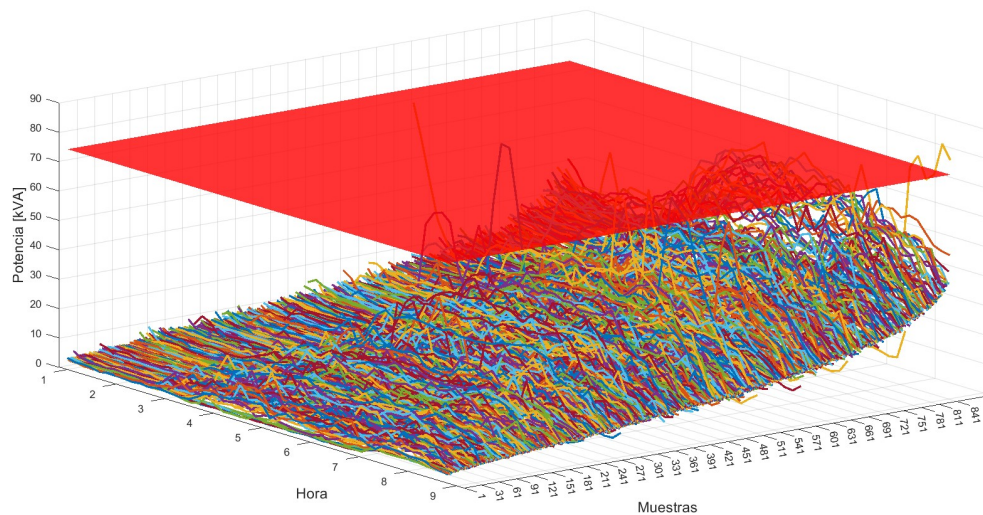


Figura A.5: Perfiles de carga en transformadores de 75 kVA

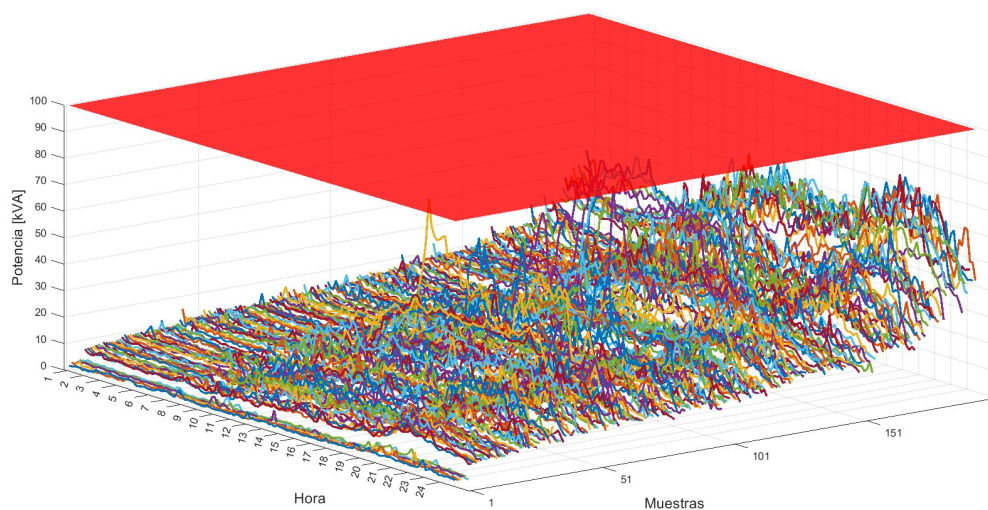


Figura A.6: Perfiles de carga en transformadores de 100 kVA

A.2. Anexo B: Código en Julia de optimización de costos basado en programación dinámica.

```
using XLSX
using DataFrames

# Cargar la matriz Pj desde el archivo Excel
function cargar_matriz_Pj(ruta_archivo)
```

```
data = XLSX.readtable(ruta_archivo, "Hoja1") # Suponiendo que los datos están
      en la hoja especificada
# Convertir los datos a un DataFrame de Julia
df = DataFrame(data)

# Asegúrate de que la columna de carga está en el formato correcto
curva_de_carga = df[:, 1]
return curva_de_carga
end

# Función para pedir entrada de datos al usuario
function pedir_datos()
    println("Ingrese la potencia nominal en kVA:")
    Pn = parse(Float64, readline())

    println("Si es trifásico ingrese 1, si es monofásico ingrese 0:")
    tipo_fase = parse(Int, readline())

    println("Ingrese el nivel de voltaje en kV:")
    nivel_voltaje = parse(Float64, readline())

    return Pn, tipo_fase, nivel_voltaje
end

# Función para calcular pérdidas en vacío y pérdidas con carga para transformadores
monofásicos
function calcular_perdidas_monofasico(C_nT_k, nivel_voltaje)
    if nivel_voltaje == 25
        if C_nT_k >= 3 && C_nT_k <= 167
            PFe = 9.8033 * C_nT_k^0.7141
            PCu = 0.000063 * C_nT_k^3 - 0.02695 * C_nT_k^2 + 10.657 * C_nT_k +
                38.267
        elseif C_nT_k >= 15 && C_nT_k <= 333
            PFe = 33.2967 * C_nT_k^0.532
            PCu = 32.2692 * C_nT_k^0.74967
        else
            error("Potencia nominal fuera del rango para transformadores
                monofásicos con nivel de voltaje 25 kV.")
        end
    elseif nivel_voltaje > 25 && nivel_voltaje <= 34.5
        if C_nT_k >= 15 && C_nT_k <= 333
            PFe = 33.2967 * C_nT_k^0.532
```

```

        PCu = 32.2692 * C_nT_k^0.74967
    else
        error("Potencia nominal fuera del rango para transformadores
            monofásicos con nivel de voltaje > 25 kV y 34.5 kV.")
    end
else
    error("Nivel de voltaje fuera del rango para transformadores monofásicos.")
end
return PFe/1000, PCu/1000
end

# Función para calcular pérdidas en vacío y pérdidas con carga para transformadores
trifásicos
function calcular_perdidas_trifasico(C_nT_k, nivel_voltaje)
    if nivel_voltaje == 25
        if C_nT_k >= 10 && C_nT_k <= 150
            PFe = 10.514 * C_nT_k^0.7486
            PCu = -0.0103 * C_nT_k^2 + 13.892 * C_nT_k + 106.65
        elseif C_nT_k > 150 && C_nT_k <= 800
            PFe = 13.27 * C_nT_k^0.7093
            PCu = 10.465 * C_nT_k + 537
        elseif C_nT_k > 800 && C_nT_k <= 2000
            PFe = 1.227 * C_nT_k + 554.59
            PCu = 9.2632 * C_nT_k + 1875.2
        else
            error("Potencia nominal fuera del rango para transformadores trifásicos
                con nivel de voltaje == 25 kV.")
        end
    elseif nivel_voltaje > 25 && nivel_voltaje == 34.5
        if C_nT_k >= 10 && C_nT_k <= 800
            PFe = 23.558 * C_nT_k^0.6487
            PCu = 41.0332 * C_nT_k^0.8118
        elseif C_nT_k > 800 && C_nT_k <= 2000
            PFe = 8.3104 * C_nT_k^0.7926
            PCu = -0.0004 * C_nT_k^2 + 9.9981 * C_nT_k + 2447.5
        else
            error("Potencia nominal fuera del rango para transformadores trifásicos
                con nivel de voltaje > 25 kV y 34.5 kV.")
        end
    else
        error("Nivel de voltaje fuera del rango para transformadores trifásicos.")
    end
end

```

```

    return PFe/1000, PCu/1000
end

# Función para calcular el costo de las pérdidas del transformador
function calcular_costo_perdidas(Pj, t, PFe, PCu, c, u, C_nT_k, W, C_kWh, i)
    t = min(t, length(Pj)) # Ajustar t al tamaño de Pj si es necesario
    suma_etapa = sum((Pj[j] * (1 + c)^u)^2 for j in 1:t)
    termino_externo = (t * PFe) + (PCu * suma_etapa) / C_nT_k^2
    costo = (termino_externo * W * C_kWh)
    return costo
end

# Función para generar la matriz de opciones
function generar_matriz_opciones(Pn, Pj, nivel_voltaje, C_kWh, c, i, num_etapas,
    tipo_fase)
    t = min(144, length(Pj)) # Ajustar t al tamaño de Pj si es necesario
    posibles_C_nT_k = [10.0, 15.0, 25.0, 37.5, 50.0, 75.0, 100.0] # Convertir a
        Float64
    Costos_trafo = [1155, 1355, 1692, 2064, 3011, 3678, 4235]
    columnas = ["Potencia", "CostoInversion"] # Columnas iniciales
    columnas_perdidas = ["CostLoss_$(u)" for u in 1:num_etapas] # Columnas para
        los costos de pérdidas por etapa
    append!(columnas, columnas_perdidas)
    push!(columnas, "CostoTotal") # Añadir la columna de CostoTotal

    matriz_resultados = DataFrame(reshape(repeat([NaN], length(columnas) * length(
        posibles_C_nT_k)), length(posibles_C_nT_k), length(columnas)), :auto)
    rename!(matriz_resultados, Symbol.(columnas))
    matriz_resultados.Potencia .= posibles_C_nT_k
    matriz_resultados.CostoInversion .= Costos_trafo

    for (idx, C_nT_k) in enumerate(posibles_C_nT_k)
        total_perdidas = 0.0
        for u in 1:num_etapas
            if all(1.6 * Pj * (1 + c)^u .<= C_nT_k)
                if tipo_fase == 0
                    PFe, PCu = calcular_perdidas_monofasico(C_nT_k, nivel_voltaje)
                elseif tipo_fase == 1
                    PFe, PCu = calcular_perdidas_trifasico(C_nT_k, nivel_voltaje)
                else
                    error("Tipo de fase no válido. Debe ingresar 0 para monofásico
                        o 1 para trifásico.")
                end
            end
        end
    end
end

```

```
        end

        costo_perdidas = calcular_costo_perdidas(Pj, t, PFe, PCu, c, u,
            C_nT_k, 365, C_kWh, i)
        matriz_resultados[idx, Symbol("CostLoss_$(u)")] = round(
            costo_perdidas, digits = 2)
        total_perdidas += costo_perdidas / (1 + i)^u # Llevar al presente
    else
        println("La opción evaluada con potencia $C_nT_k en la etapa $u
            incumple la restricción.")
    end
end
end

# Incluir siempre el costo de inversión
costo_inversion = Costos_trafo[idx]
matriz_resultados[idx, :CostoTotal] = costo_inversion + total_perdidas
end

return matriz_resultados
end

# Valores iniciales
ruta_archivo = "C:\\Users\\joseu\\OneDrive\\universidad\\TESIS\\meta julia\\270261.
    xlsx"
Pj = cargar_matriz_Pj(ruta_archivo)
C_kWh = 0.09
c = 0.03
i = 0.12
num_etapas = 10

# Pedir datos al usuario
Pn, tipo_fase, nivel_voltaje = pedir_datos()

# Generar la matriz de opciones
matriz_resultados = generar_matriz_opciones(Pn, Pj, nivel_voltaje, C_kWh, c, i,
    num_etapas, tipo_fase)

# Mostrar la matriz de resultados
println(matriz_resultados)
```

