



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA**

TEMA:

**Estudio y análisis de fallas térmicas, dieléctricas y mecánicas en
transformadores monofásicos en la empresa eléctrica CNEL Guayas-
Guayaquil**

AUTOR:

Macas Avecillas, Gabriel Alejandro.

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO EN ELÉCTRICO MECÁNICA**

TUTOR:

Ing. Bohórquez Heras Daniel Bayardo. Mgs.

Guayaquil, Ecuador

21 de abril del 2023



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación fue realizado en su totalidad por **Macas Vecillas, Gabriel Alejandro**, como requerimiento para la obtención del título de **Ingeniero en Eléctrico Mecánica**.

TUTOR

Ing. Daniel Bohórquez Heras. Mgs.

DIRECTOR DE CARRERA

Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo. Mgs.

Guayaquil, al 21 día del mes de abril del año 2023



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

DECLARACION DE RESPONSABILIDAD

Yo, **Macas AVECILLAS, Gabriel Alejandro**

DECLARO QUE:

El Trabajo de Titulación, **Estudio y Análisis de Fallas Térmicas, Dieléctricas y Mecánicas en Transformadores Monofásicos en la Empresa Eléctrica CNEL Guayas-Guayaquil**, previo a la obtención del título de **Ingeniera en Eléctrico Mecánica**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías.

Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, al 21 día del mes de abril del año 2023

EL AUTOR

Macas AVECILLAS, Gabriel Alejandro



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

AUTORIZACIÓN

Yo, Macas AVECILLAS, Gabriel Alejandro

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la **publicación** en la biblioteca de la Institución del Trabajo de Titulación, **Estudio y Análisis de Fallas Térmicas, Dieléctricas y Mecánicas en Transformadores Monofásicos en la Empresa Eléctrica CNEL Guayas-Guayaquil**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, al 21 día del mes de abril del año 2023

EL AUTOR




Macas AVECILLAS, Gabriel Alejandro

REPORTE DE URKUND

Document Information

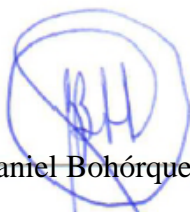
Analyzed document	GABRIEL MACAS AVECILLAS. TESIS FINAL ING ELECTRICOMECANICA.docx (D158297777)
Submitted	2/10/2023 3:16:00 AM
Submitted by	
Submitter email	efrain.velez@cu.ucsg.edu.ec
Similarity	4%
Analysis address	efrain.velez.ucsg@analysis.orkund.com

Sources included in the report

SA	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil / IVAN POVEDA TESIS.docx Document IVAN POVEDA TESIS.docx (D48232284) Submitted by: efrain_suarez@hotmail.com Receiver: efrain.suarez.ucsg@analysis.orkund.com	 3
W	URL: https://1library.co/article/estado-del-arte-estudios-de-transformadores-el%C3%A9ctricos.dy4d3pvy Fetched: 2/10/2023 3:17:00 AM	 1
W	URL: https://www.slideshare.net/FaBroGs/transformador-monofasico-en-vacio Fetched: 9/30/2019 6:32:07 AM	 1

Reporte Urkund del trabajo de titulación en ingeniería Eléctrico Mecánica denominado: **Estudio y Análisis de Fallas Térmicas, Dieléctricas y Mecánicas en Transformadores Monofásicos en la Empresa Eléctrica CNEL Guayas-Guayaquil**, perteneciente al estudiante Macas AVECILLAS, Gabriel Alejandro. Una vez efectuado el análisis de antiplagio el resultado indica 4% de coincidencia.

Atentamente,



Ing. Daniel Bohórquez Heras. Mgs

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer primeramente a Dios por darme la oportunidad de poder alcanzar mis logros académicos, ha sido una de las mejores experiencias de la vida. Sin duda, Dios y mi familia son parte de todos los objetivos alcanzados a lo largo de mi vida, gracias a ellos tuve la fuerza y perseverancia de culminar mi carrera pese a las responsabilidades del trabajo y la universidad, siempre supieron darme ese apoyo que necesitaba durante las semanas aun a la distancia. Recompensó del mismo modo a mi tutor Ing. Luis Ezequiel Palau de la Rosa quien colaboro con ideas, opiniones, y nuevos caminos en la búsqueda de la solución al problema de mi trabajo. Un agradecimiento especial a mi madre a quien admiro y respeto por todo lo que hemos logrado juntos con familia. Finalmente, un abrazo a distancia a mis tíos y demás familiares que radican en el exterior quienes me enseñaron a ser fuerte en la vida.

Macas Avecillas, Gabriel Alejandro

DEDICATORIA

Agradezco a Dios por todo el esfuerzo que empecé en el proceso de este trabajo realizado en una pequeña parte de mi vida, lo consagro a mis padres Rosa AVECILLAS, Pablo MACAS quienes con responsabilidad inculcaron en mí honradez, sencillez, y fuerza de valor para cumplir mis metas; también consagro este esfuerzo a mis queridos maestros-amigos quienes con su experiencia y sabiduría ordenaron mis ideas y ampliaron mis ambiciones cotidianas; y por qué no a amigos y compañeros con los que he superado problemas en la adversidad de la vida. Gracias de todo corazón.

Macas AVECILLAS, Gabriel Alejandro



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACION TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO MECÁNICA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. 

Ing. FRANCO RODRIGUEZ, JOHN ELOY, Ph. D

DECANO

f. 

Ing. BOHÓRQUEZ ESCOBAR, BAYARDO, Mgs.

DIRECTOR DE CARRERA

f. 

Ing. BOHORQUEZ HERAS, DANIEL, Mgs.

TUTOR

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE TABLAS	XV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVI
ÍNDICE DE ANEXOS.....	XVIII
RESUMEN.....	XIX
ABSTRACT	XX
CAPÍTULO I.....	2
GENERALIDADES	2
1.1 Introducción.....	2
1.2 Estado del arte	2
1.3 Planteamiento del Problema	3
1.4 Justificación y Alcance.....	4
1.5 Objetivos.....	5
1.5.1 Objetivo General.....	5
1.5.2 Objetivos Específicos	5
1.6 Hipótesis de investigación	5
1.7 Metodología de la Investigación.....	5
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 Generalidades de los transformadores eléctricos.....	6
2.2 Concepto de Transformador	7
2.3 Funcionamiento	8
2.4 Clasificación	9
2.4.1 Por la operación.....	10
2.4.1.1 Transformadores de distribución.....	10
2.4.1.2 Transformadores de potencia	10

2.4.2 Por número de fases.....	10
2.4.2.1 Monofásico.....	11
2.4.3 Por su utilización	11
2.4.3.1 Transformador para generador.....	12
2.4.3.2 Transformadores de subestación.....	12
2.4.3.3 Transformadores de distribución.....	13
2.4.3.4 Transformadores especiales	13
2.4.3.5 Transformadores de instrumentos.....	13
2.4.4 Por la construcción o forma del núcleo	13
2.4.4.1 Núcleo acorazado	14
2.4.4.2 Núcleo no acorazado.....	14
2.4.5 Uso del servicio	14
2.4.6 Lugares de instalación	14
2.4.7 Tipo de enfriamiento.....	14
2.5 Condiciones de Servicio	15
2.5.1 Aplicaciones	15
2.5.2 Montaje.....	16
2.5.3 Generación.....	16
2.6 Sistema de Distribución de los transformadores según Normas NATSIM	16
2.6.1 Elementos de construcción	17
2.7 Regulación de voltaje del transformador.....	17
2.8 Diseño del transformador	19
2.8.1 Especificaciones mecánicas de diseño.....	19
2.8.2 Especificaciones eléctricas de diseño	19
2.9 Componentes del transformador.....	20
2.9.1 Circuito magnético	20
2.9.2 Circuito eléctrico	20

2.9.3 Sistema de aislamiento	21
2.9.4 Tanque y accesorios.....	23
2.10 Determinación de la densidad magnética de operación del transformador	23
2.10.1 Curva de magnetización.....	23
2.10.2 Ciclo de Histéresis.....	25
2.11 Principio de funcionamiento.....	25
2.11.1 En vacío.....	26
2.11.2 En Carga.....	27
2.12 Transformador Ideal	27
2.12.1 Transformador Ideal Funcionando en Vacío.....	28
2.12.2 Transformador Ideal Funcionando en Carga.....	28
2.13 Perdidas de energía en transformadores de distribución monofásicos.	28
2.13.1 Pérdidas en el hierro.....	29
2.13.2 Pérdidas por histéresis.....	29
2.13.3 Pérdidas por Corrientes Parásitas.....	30
CAPÍTULO III	32
METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	32
3.1 Características de la investigación.....	32
3.1.1 Investigación cualitativa	32
3.1.2 Métodos de investigación aplicada.....	33
3.1.2.1 Búsqueda de información.....	33
3.1.2.2 Observación.....	33
3.2 Metodología de desarrollo	34
3.2.1 Ventajas de la metodología empleada	35
CAPÍTULO IV	36

PRUEBAS DE CUMPLIMIENTO DE NORMAS TÉCNICAS DE LOS TRANSFORMADORES	36
4.1 Tipos de fallas en los transformadores de distribución	36
4.1.1 Térmicas	36
4.1.1.1 Arco Eléctrico	37
4.1.1.2 Descargas parciales	38
4.2 Otras causas de fallas en los transformadores de distribución	38
4.2.1 Especificaciones Técnicas	38
4.2.2 Defectos de fabricación	39
4.2.3 Defectos de operación.....	39
4.3 Fallas térmicas de los transformadores.....	40
4.3.1 Norma técnica ecuatoriana NTE INEN 2 126:98 transformadores. Límites de calentamiento	40
4.3.2 Límites de calentamiento.....	41
4.3.3 Reducción de calentamiento para transformadores que utilizan en agente refrigerante a temperatura elevada o condiciones especiales de refrigeración con aire...41	
4.4 Defecto de fabricación.....	42
4.4.1 Fallas térmicas de los transformadores.....	42
4.4.2 Sistema de refrigeración	43
4.5 Principales fallas que se presentan en los transformadores de distribución	43
4.5.1 Sobrecarga	43
4.5.1.1 Método preventivo de sobrecarga	44
4.5.2 Sobretensiones	45
4.5.2.1 Método preventivo de sobretensión	47
4.5.3 Cortocircuitos	48
4.5.3.1 Método preventivo de cortocircuito.....	50
4.5.4 Problemas internos	50

4.5.5 Manipulación inadecuada	51
4.5.6 Protección inadecuada	51
4.5.6.1 Método preventivo para una protección inadecuada.....	52
4.5.7 Humedad en el aceite.....	52
4.5.7.1 Método preventivo para prevenir la humedad	53
4.5.8 Contacto incorrecto debido al devanado de bajo voltaje	53
4.5.9 Otras Causas	54
4.5.9.1 Métodos preventivos para prevenir otro tipo de causas	54
4.6 Principales pruebas a las que se someten los transformadores de distribución	55
4.6.1 Prueba de rigidez dieléctrica del aceite del transformador	55
4.6.2 Prueba de resistencia de aislamiento	56
4.6.2.1 Procedimiento para realizar la prueba de resistencia de aislamiento	58
4.6.2.1.1 Prueba de alta tensión contra baja tensión	59
4.6.2.1.2 Prueba de alta tensión contra baja tensión más tanque a tierra	60
4.6.3 Prueba de relación de transformación.....	62
4.6.3.1 Método del divisor patrón	62
4.6.3.2 Método del voltímetro.....	63
4.6.4 Prueba de vacío y prueba de cortocircuito.....	63
4.6.5 Prueba de potencial a frecuencia nominal	64
3.6.6 Prueba de hermeticidad del transformador	64
4.6.7 Prueba de polaridad	65
4.7 Informe de mantenimiento y control de transformadores en CNEL EP – Unidad de Negocios Guayaquil (Planta Sur).....	66
3.7.1 Diagnóstico de transformadores	67
4.7.2 Trabajos realizados en transformadores	68
4.7.3 Pruebas de PCB	69
4.7.3.1 Análisis PCB	71

4.7.3.1.1 Análisis cuantitativos	71
4.7.3.1.2 Análisis semicuantitativo	72
4.7.3.1.3 Análisis cualitativo.....	74
4.7.3.2 Función de los PCB en aceites aislantes	75
4.7.3.3 Clasificación de PCB por concentraciones límites	75
CAPITULO V	76
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	76
5.1 Conclusiones.....	76
5.2 Recomendaciones	77
Referencias.....	78
GLOSARIO.....	83
ANEXOS.....	85

ÍNDICE DE TABLAS

Capítulo 2

Tabla 2. 1 Perdidas unitarias en acero al silicio en 60 y 50 Hz.....	20
Tabla 2. 2 Comparación de las propiedades físicas del aluminio y cobre	22

Capítulo 4

Tabla 4. 1 Muestras de los transformadores utilizados	38
Tabla 4. 2 Límites de calentamiento para transformadores tipo seco	40
Tabla 4. 3 Porcentaje de reducción del calentamiento para altitudes superior a 1000 m	41
Tabla 4. 4 Diagnostico de transformadores en el 2022	68
Tabla 4. 5 Trabajos realizados en los transformadores	69
Tabla 4. 6 Pruebas PCB en los transformadores	70

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo 2

Figura 2. 1 Partes de un transformador	8
Figura 2. 2 Esquema básico de funcionamiento de un transformador ideal	9
Figura 2. 3 Transformador convencional monofásico	11
Figura 2. 4 Formas constructivas de núcleos y los tipos de núcleo de transformadores	12
Figura 2. 5 Transformador Autoprotegido Monofásico.....	15
Figura 2. 6 Esquema de un transformador, referido al secundario	19
Figura 2. 7 Tanque con radiadores tubulares	23
Figura 2. 8 Curva de Magnetización para Conformar el Núcleo del Transformador	24
Figura 2. 9 Ciclo de Histéresis en los Materiales ferromagnéticos.....	25
Figura 2. 10 Funcionamiento de los Transformadores Eléctricos	26
Figura 2. 11 Funcionamiento del Transformador en vacío	26
Figura 2. 12 Funcionamiento en carga de un transformador eléctrico.....	27
Figura 2. 13 Fórmula para Pérdida por histéresis	30
Figura 2. 14 Fórmula para la pérdida por corrientes parasitas.....	30

Capítulo 4

Figura 4. 1 Partes constitutivas del núcleo de un transformador de distribución	37
Figura 4. 2 Pintura interna del tanque de un transformador fallado por sobrecarga.....	45
Figura 4. 3 Devanado de alto voltaje dañado por descarga atmosférica.....	48
Figura 4. 4 Devanados dañados producto de un cortocircuito externo	49
Figura 4. 5 Presencia de óxido debido a la falta de hermeticidad.....	53
Figura 4. 6 Realización de la prueba de resistencia de aislamiento con el Megger	59
Figura 4. 7 Prueba de alta tensión contra baja tensión.....	59
Figura 4. 8 Prueba de alta tensión contra baja tensión más tanque a tierra	60
Figura 4. 9 Conexión para el método del divisor patrón.....	62
Figura 4. 10 Esquema de conexión para la prueba de vacío	63
Figura 4. 11 Esquema de conexión para la prueba de cortocircuito	64
Figura 4. 12 Esquema para la prueba de polaridad.....	65

Figura 4. 13 Análisis cuantitativos de las pruebas PCB	71
Figura 4. 14 Cromatógrafo de la empresa Cnel EP Guayas (Planta Sur)	72
Figura 4. 15 Prueba de aceite dieléctrico tipo OTS80PB, marca Megger	73
Figura 4. 16 Test de Megger (aceite dieléctrico) norma ASTM D 877 A-02.....	73
Figura 4. 17 Resultados de la prueba de Megger (aceite dieléctrico)	74
Figura 4. 18 Resultados de la prueba de Megger (aceite dieléctrico), en base a su estado color.....	74

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1	Informe del año 2018 de CNEL EP - Unidad de Negocios Guayaquil.....	85
Anexo 2	Informe del año 2019 de CNEL EP - Unidad de Negocios Guayaquil.....	85
Anexo 3	Informe del año 2020 de CNEL EP - Unidad de Negocios Guayaquil.....	86
Anexo 4	Informe del año 2021 de CNEL EP - Unidad de Negocios Guayaquil.....	86

RESUMEN

El presente proyecto tuvo como objetivo el estudio y análisis teórico - práctico de los transformadores monofásicos en relación a las fallas energéticas que se presentaron durante su funcionamiento, cuya importancia y comprensión de los resultados del análisis de gases disueltos (DGA) permitió conocer la evaluación de su operación, mediante mediciones eléctricas para prevenir interrupciones, debido a que las fallas comunes observadas en los transformadores eléctricos en su sistema estructural, mantenimiento y modo de operación. contribuyeron a acortar la vida útil de estos.

Esta propuesta de titulación pretendió evidenciar a través del estudio teórico, la capacidad óptima de los transformadores en función del perfil de carga, las pérdidas asociadas y el costo inicial de los equipos. Sus cambios en sus regulaciones con el fin de mejorar los niveles de eficiencia de los transformadores de distribución instalados en su sistema eléctrico.

También, se analizó los informes técnicos de la Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, a fin de conocer las pruebas que se realizaron a los transformadores que están en operación en la red eléctrica del Ecuador, y sobre la base de este análisis y de los resultados obtenidos, plantear una estrategia de operación y mantenimiento para los transformadores basadas en el cumplimiento de NORMA ASTM D 877A-02.

Esta investigación también tuvo las prevenciones para evitar fallas en los transformadores eléctricos, con ejemplos, mostrando ya que estas podrían evitarse a través de una continua revisión de la condición de la salud del Transformador mediante un efectivo análisis por DGA en combinación con una efectiva evaluación de la condición.

Palabras claves: Transformador monofásico, Transformadores eléctricos, Sistema eléctrico

ABSTRACT

The objective of this project was the study and theoretical-practical analysis of single-phase transformers in relation to power failures that occurred during their operation, whose importance and understanding of the results of the dissolved gas analysis (DGA) allowed to know the evaluation of its operation, through electrical measurements to prevent interruptions, due to the common failures observed in electrical transformers in their structural system, maintenance and mode of operation. contributed to shorten the useful life of these.

This degree proposal sought to demonstrate through the theoretical study, the optimal capacity of the transformers based on the load profile, the associated losses and the initial cost of the equipment. Your changes in your regulations in order to improve the efficiency levels of the distribution transformers installed in your electrical system.

Also, the technical reports of the National Electricity Corporation CNEL EP were analyzed, in order to know the tests that were carried out on the transformers that are in operation in the Ecuadorian electrical network, and based on this analysis and the results obtained, propose an operation and maintenance strategy for transformers based on compliance with ASTM D 877A-02 STANDARD.

This investigation also had the preventions to avoid failures in electrical transformers, with examples, showing that these could be avoided through a continuous review of the health condition of the Transformer through an effective analysis by DGA in combination with an effective evaluation of the condition.

Keywords: Single phase transformer, Electrical transformers, Electrical system

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 Introducción

En la actualidad, con el mayor uso de la energía eléctrica a nivel mundial, se hace necesario que los Sistemas Electro energéticos tengan un alto nivel de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia en su mantenimiento, lo cual es un requisito indispensable en su operación diaria, la importancia de detectar y diagnosticar su estado, conociendo de antemano la posible aparición de sus fallas y/o averías ocultas.

El propósito de esta investigación fue brindarle al estudiante alternativas de fácil aprendizaje se plantea este trabajo del estudio y análisis de los transformadores monofásicos en lo cual se detalló los fundamentos técnicos para cálculo, sistema de operación, construcción y plan de mantenimiento de los transformadores monofásicos, siendo un aporte importante y de fácil consulta no solo para los estudiantes de la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

La función principal de un transformador es convertir grandes niveles de voltaje de transmisión de corriente alterna (CA) a niveles de voltaje de distribución de CA de una misma frecuencia, pero a otro nivel de voltaje para poder suministrar energía eléctrica a sus demás operantes.

El presente trabajo detalló las definiciones dadas para los transformadores eléctricos, sus partes principales; sus tipos, la polaridad, usos, características, fundamentos y normas técnicas para su construcción.

1.2 Estado del arte

De acuerdo con las investigaciones realizadas los transformadores han presentado pérdidas con y sin carga en el sistema. Dicho estudio realizado por Simon A. Ryder (Ryder, 2014, párr. 2) se enfocó en determinar los límites máximos de temperatura que se producen en las bobinas y en el núcleo, respectivamente, para ello partió en asumir

dichos elementos estructurales y el medio que los circunda como parte de un circuito térmico equivalente análogo a un circuito eléctrico para modelar las ecuaciones del flujo de calor en transformadores sumergidos en aceite dieléctrico refrigerante.

Los estudios realizados son bastante efectivos, y pueden formar parte de una primera aproximación durante el proceso de análisis de la máquina. Sin embargo, Simon A. Ryder (Ryder, 2014, párr. 2) concluye, que el método de la analogía de circuitos térmicos y eléctricos puede no ser aplicable para todos los tipos de construcción y tamaños de transformadores.

El análisis de metales disueltos en aceite dieléctrico es muy útil para identificar y localizar fallas en transformadores. El proceso de desalinización es muy eficiente y se beneficia de las vibraciones mecánicas y el calor generado por la entrada de energía. La resistencia mecánica se aplica a equipos mecánicos y otras especialidades, ensayando mediante estas técnicas; si pueden continuar funcionando, mantener un nivel de riesgo aceptable durante un período de tiempo o si necesitan ser reparados y desmantelados inmediatamente. Finalmente, el aumento de temperatura es la principal causa de la reducción de la vida de un transformador.

1.3 Planteamiento del Problema

Los transformadores eléctricos transfieren la energía eléctrica de un circuito a otro, y pueden ser lo suficientemente pequeños y se conectan a redes de energía entre sí. A partir del funcionamiento de estos dispositivos puede producirse la contaminación, el hábitat de animales puede perderse, según se ha debatido, los campos electromagnéticos emitidos por los mismos pueden causar problemas a la salud.

El incremento de la energía y las materias primas, la preocupación por el calentamiento global y el llamado a la producción de equipos con sostenibilidad y ambientalmente amigables está requiriendo de análisis más detallados en la producción de nuevos equipos eléctricos. La electricidad es una forma de transporte de energía la cual permite una aplicación versátil y tiene una demanda global continuamente en incremento. En la cadena desde la generación eléctrica al consumo eléctrico, la potencia pasa a través

de diferentes componentes en una red eléctrica: Interruptores, Capacitores, Medidores y Transformadores.

Es importante conocer que los transformadores se dañan debido a múltiples razones: cortocircuito en la red eléctrica, daño de lluvias o tormentas, algún poste de red eléctrica que es derrumbado, algún problema con los aceites minerales, transformadores que no tienen el adecuado mantenimiento. Ahora bien, fundamentándose en esto, en el presente trabajo se realizó un estudio y análisis de las fallas térmicas, dieléctricas y mecánicas en los transformadores monofásicos en la empresa eléctrica CNEL EP, Guayas-Guayaquil.

1.4 Justificación y Alcance

El Plan Maestro de Electricidad en el Capítulo 6 Expansión de la Distribución (Plan Maestro de Electricidad, 2020, Capítulo 6) tiene como objetivos:

- “Expandir los sistemas de distribución en función al crecimiento de la demanda actual y futura.”
- “Incrementar la Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica.”
- “Fortalecer los sistemas de distribución para asegurar la calidad y confiabilidad.”
- “Incrementar el nivel de satisfacción al cliente. “
- “Alcanzar las metas de pérdidas de energía propuestas en los Sistemas de Distribución.”
- “Incrementar el servicio de alumbrado público, mediante la utilización de la tecnología eficiente.”
- “Continuar con la modernización del modelo de gestión y de los sistemas de información y de la automatización de la distribución.”

Es necesario contar con la estimación de la demanda eléctrica, para tener un panorama claro del sector, a más de ayudar a tomar acciones para mejorar la calidad del sistema, y conseguir:

- Optimización de las redes de distribución, aprovechando la capacidad de transformación; prever la optimización de transformadores sobrecargados.

- Una adecuada gestión ambiental, estimando los impactos de los programas y proyectos, al dimensionar y seleccionar equipos que sean amigables con el medio ambiente
- Mejor calidad de servicio, al brindar a los usuarios finales, una energía confiable y sin interrupciones, de acuerdo con las regulaciones vigentes en el sector eléctrico ecuatoriano.

Con estos antecedentes, el presente trabajo tuvo los siguientes objetivos:

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo General

Analizar las distintas fallas que se pueden llegar a presentar en un transformador eléctrico a través de una recopilación de estudios ya realizados.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Investigar las principales fallas de los transformadores de distribución.
- Determinar las pruebas a las que se someten los transformadores de distribución.
- Conocer los diferentes métodos para prevenir estas fallas.

1.6 Hipótesis de investigación

Este trabajo determina los diferentes tipos de fallos que se presentan en los transformadores, con un análisis basado en sus fallas eléctricas, dieléctricas y mecánicas.

1.7 Metodología de la Investigación

El presente trabajo se realizó con el método de investigación cualitativa porque se extrajo información de libros, revistas científicas, además de tesis referentes al tema. También se utilizó el método deductivo el cual permitió hacer un análisis general y lograr concluir con la parte específica de la investigación.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Generalidades de los transformadores eléctricos

El primer transformador monofásico fue fabricado por la corporación Westinghouse Electric Company, en el año 1885, desde entonces hasta nuestros días, son muchos los modelos que se han colocado en el mercado, pero todos siguen su estructura de base, la cual reposa en La Ley de Faraday.

Desde su creación vienen acompañando a los avances que se han dado en el campo de la energía eléctrica, contribuyendo de esta manera con el progreso de la humanidad a través de su aplicación en los procesos industriales. (GSL, 2021)

Hoy en día se requieren grandes cantidades de fluido eléctrico desde las centrales hasta los lugares de consumo, lo que sería impensable sin el aporte de equipos eléctricos específicos a los transformadores.

De acuerdo con la demanda de potencia, está experimentando un mayor crecimiento. La dificultad de transferir este tipo de energía de un lugar a otro se hace más evidente con el principio de que se genera corriente continua de bajo voltaje para alimentar los circuitos de iluminación, lo que permite la transferencia de grandes cantidades de energía lo hacía muy ineficiente.

El dispositivo ideal para realizar este proceso de conversión es un transformador que convierta la corriente continua en corriente alterna, ya que el dispositivo solo funciona con corriente alterna.

Las grandes centrales eléctricas producen energía a gran escala y la transmiten a las subestaciones cercanas a donde se utiliza. Desde estas subestaciones se distribuye la energía a los consumidores.

En referencia a cómo se distribuye la energía desde la fuente hasta el consumo, necesitamos utilizar cuatro transformadores con funciones específicas. Como regla

general, podemos decir que por cada KVA generado se genera y distribuye la energía hasta llegar a los particulares o las viviendas dentro de la red de distribución primaria y secundaria. Estos equipos se ubican en subestaciones y se denominan transformadores de potencia o de distribución según su función. (Pérez, 2020, p. 3).

Un sistema eléctrico de potencia es un conjunto de dispositivos que convierte energía de una forma primaria a energía eléctrica, la transporta y la distribuye a los consumidores finales.

Por otra parte, existen transformadores especiales y los transformadores para instrumento que son empleados como auxiliares para conectar a los aparatos de medición, protección ante fallas mecánicas, térmicas y dieléctricas.

2.2 Concepto de Transformador

Un transformador es una máquina eléctrica estática que mantiene constante la potencia nominal mientras cambia el nivel de voltaje de primario a secundario o viceversa por la acción del flujo magnético. Consiste en dos o más devanados enrollados alrededor de un núcleo ferromagnético. Estos devanados no están conectados directamente. La única conexión es el flujo magnético común en el núcleo del transformador. Uno de los devanados del recibe energía eléctrica alterna y el segundo la suministra al consumidor. (Rocha, 2012, p. 2).

En la Figura 2.1 se muestra un transformador con sus principales componentes que lo conforman.

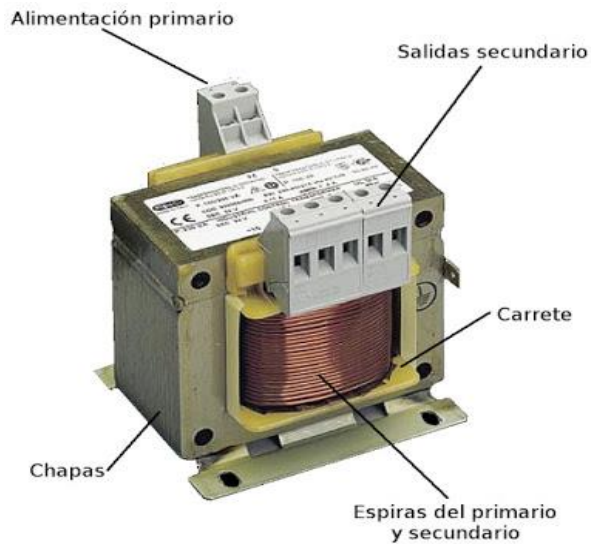


Figura 2. 1 Partes de un transformador

Fuente: (GSL, 2021)

Cuando se necesita transportar energía eléctrica desde una central eléctrica (central eléctrica) hasta un lugar de consumo, se aumenta (de unos 15 kV a 132, 220 o 500 kV) y se transmite por líneas aéreas o subterráneas. Esto se debe a que la potencia en ambos lados del transformador es prácticamente la misma, reduciendo las pérdidas de transmisión. Durante la fase de distribución, los transformadores asociados reducen la tensión a valores normales (380/220 V). (Ronquillo & Lara, 2022, p. 1).

2.3 Funcionamiento

Michael Faraday (1791–1867) hizo el descubrimiento de la inducción electromagnética que subyace al funcionamiento del transformador en 1831. Faraday fue un físico y químico que dedicó su vida profesional al estudio de la electroquímica y el electromagnetismo.

Fundamentalmente, el fenómeno electromagnético se basa en que cualquier variación de flujo magnético que atraviesa un circuito cerrado produce una corriente inducida, y que la corriente inducida sólo dura mientras se produce el cambio de flujo magnético. (Berizzo, 2020, párr. 4).

Este voltaje va a depender de 3 factores:

- La cantidad de vueltas que tiene el devanado primario (N_1)
- La cantidad de vueltas que tiene el devanado secundario (N_2)
- El voltaje aplicado en el devanado primario
- El voltaje generado en el segundo devanado es dado por esta fórmula: $V_2 = (N_2/N_1) * V_1$

Para que un transformador funcione correctamente debe de constar con todas y cada una de las partes del mismo, como se muestra en la Figura 2.2.

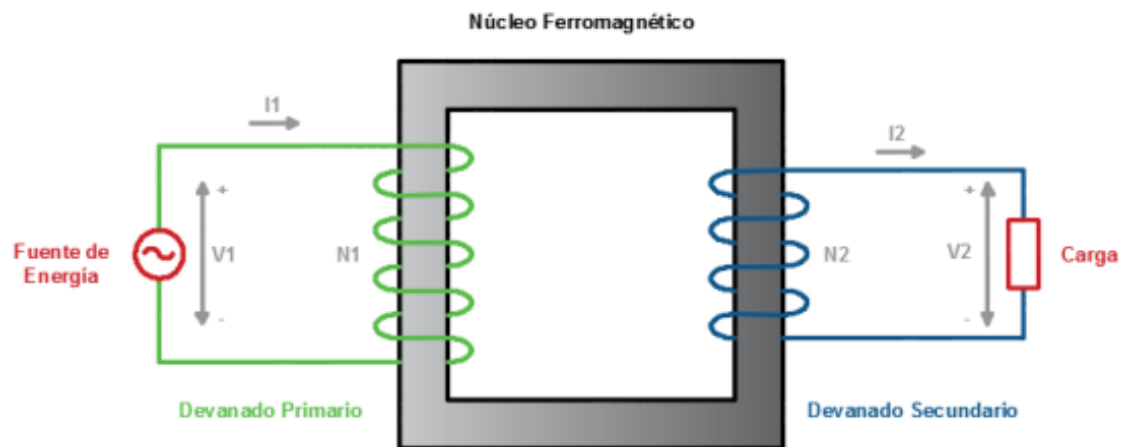


Figura 2. 2 Esquema básico de funcionamiento de un transformador ideal

Fuente: (Area Tecnológica, 2023)

2.4 Clasificación

Al momento de la clasificación se presentan diversas variables como número de fases, sistema de enfriamiento, sistema de aislamiento, tipo de núcleo, entre otras, sin embargo, la cosa se complica cuando se trata de abarcar la mayor cantidad de dispositivos; El objetivo del trabajo es clasificar de forma inmediata y más amplia después de la definición, en este sentido se establece el criterio de coincidencia con diversas fuentes de información, únicamente en cuanto al principio de orden, como taxonomía, transformadores según su aplicación. (Perdomo, 2021)

Los transformadores pueden ser clasificados de distintas maneras, según se tome como base la operación, su construcción y utilización:

2.4.1 Por la operación

Se refiere a la energía o potencia que manejan dentro del sistema eléctrico. Los transformadores se basan en la inducción electromagnética. El flujo magnético se genera en el núcleo aplicando una fuerza o voltaje de motor eléctrico al devanado primario. Este flujo se extenderá desde el devanado primario al devanado secundario.

2.4.1.1 Transformadores de distribución

Un transformador de distribución tiene una capacidad de 500 KVA o menos y un voltaje de 23,000 V o menos. Este tipo de transformador de distribución se usa comúnmente para suministrar energía a edificios de apartamentos, almacenes, centros comerciales y áreas rurales. Elegir los transformadores de distribución correctos puede ser una tarea abrumadora. Para tomar la decisión correcta, debe tener un conocimiento claro del consumo de electricidad y las características de la red de media tensión a la cual se conectará. (Avelino, 2012)

2.4.1.2 Transformadores de potencia

Los transformadores de corriente poseen mayor capacidad de 500 KVA, se utilizan en las estaciones de distribución para transformar centralmente la energía en media y alta tensión. También se distribuyen a centrales eléctricas y grandes usuarios de energía. Los transformadores de corriente se caracterizan por que se fabrican según las necesidades específicas de cada cliente, por lo que nos adaptamos a todo tipo de requerimientos. (Zorrilla Henao et al., 2020)

2.4.2 Por número de fases

Un transformador puede estar clasificado por su número de fases, esta máquina eléctrica se la puede encontrar tanto en forma monofásica y trifásica. Los transformadores monofásicos, montados en postes y blindados se utilizan en la distribución de energía, por ejemplo, para reducir las líneas de MT de 13,2 kV a BT, 220 V.

2.4.2.1 Monofásico

Transformadores de potencia o de distribución que son conectados a una línea o fase y a un neutro o tierra. Tiene una sola bobina de alta tensión y una baja tensión. Se utiliza para establecer una relación entre las corrientes de los circuitos eléctricos. El transformador permite reducir la capacidad de la línea de alto voltaje a un nivel más bajo alcanzable para los consumidores inalámbricos. (Rendón et al., 2005)



Figura 2. 3 Transformador convencional monofásico

Fuente: (Rendón et al., 2005)

2.4.3 Por su utilización

Para aumentar o disminuir el voltaje en un circuito de CA. Aumentar o disminuir el valor de un inductor o capacitor en un circuito de CA. Evita que la corriente continua fluya de un circuito a otro.

De acuerdo con la posición que ocupan dentro del sistema, los transformadores se pueden llegar a utilizar tanto para:

- Transformador para generador
- Transformador para subestación

- Transformadores para distribución
- Transformadores especiales
- Transformadores de instrumentos

2.4.3.1 Transformador para generador

Son transformadores de potencia que van conectados a la salida del generador. Proporcionan la energía a la línea de transmisión, generalmente elevando la tensión (Pérez, 2020, p. 6). Cuando un generador está funcionando, uno de los dos componentes genera un flujo magnético (que actúa como un inductor) para que el otro lo convierta en electricidad (que actúa como una armadura).

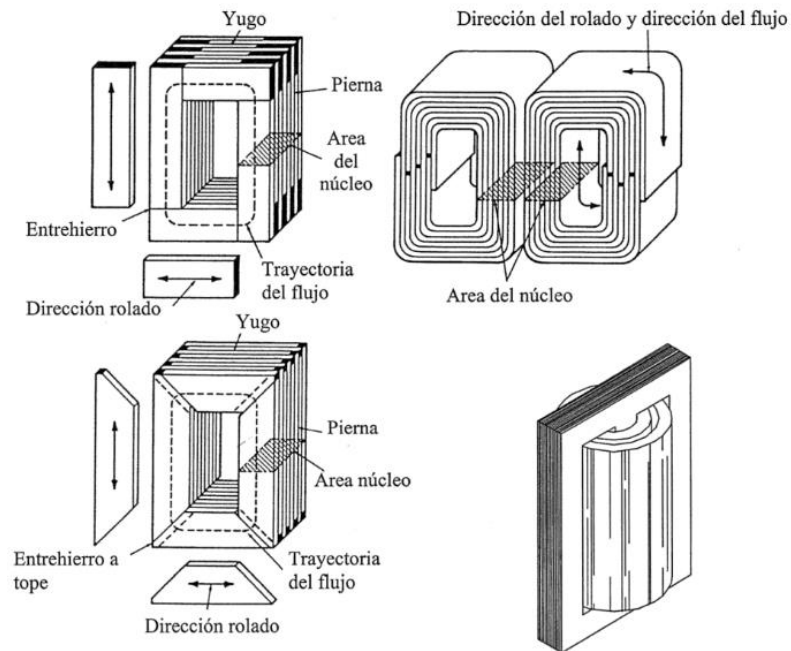


Figura 2. 4 Formas constructivas de núcleos y los tipos de núcleo de transformadores

Fuente: (Granados, 2018)

2.4.3.2 Transformadores de subestación

Los transformadores de potencia que se conectan al final de la línea de transmisión para reducir la tensión a nivel de subtransmisión. Es uno de los dispositivos más utilizados en empresas e industrias, ya que se combina con subestaciones abiertas o cerradas. Este equipo se utiliza para abastecer en áreas; residenciales, comerciales e industriales.

2.4.3.3 Transformadores de distribución

Proporciona la máxima variación de voltaje en el sistema de distribución de energía, reduciendo el voltaje utilizado en la línea de distribución al nivel utilizado por el cliente. En el sistema de distribución, existen diferentes tipos de transformadores tales como monofásicos, trifásicos, subterráneos, de pedestal y montados en poste. Reducen la tensión de distribución a tensiones aplicables en zonas de consumo, ósea, a baja tensión. (Avelino, 2012)

2.4.3.4 Transformadores especiales

Son diseñados para las aplicaciones no incluidas en los anteriores y que pueden ser; reguladores de tensión, transformadores para rectificador, transformadores para horno de arco eléctrico, transformadores defasadores; autotransformadores para mina; transformadores para prueba y entre otros.

2.4.3.5 Transformadores de instrumentos

Los transformadores de medida se encargan de convertir grandes valores de corriente y tensión en pequeños valores de fácil aplicación para fines de medición. Son transformadores de potencial y transformadores de corriente que son usados en la medición, en la protección y en el control.

2.4.4 Por la construcción o forma del núcleo

Según su construcción, los transformadores se clasifican en dos tipos según cómo se coloquen los devanados alrededor del núcleo. Estos tipos son transformadores de núcleo y coraza: Transformadores de núcleo: en este tipo de transformador, los devanados rodean la mayor parte del núcleo.

De acuerdo con la posición que existe entre la colocación de las bobinas y el núcleo, se conocen en dos tipos:

2.4.4.1 Núcleo acorazado

Los transformadores acorazados se caracterizan por tener dos columnas externas, a través de las cuales se cierra el circuito magnético, sin devanados. En un transformador monofásico, los devanados primario y secundario se agrupan en la columna central y el transformador tiene tres columnas en total. También llamado tipo Shell, es aquel en el cual el núcleo se encuentra cubriendo las bobinas de baja y alta tensión.

2.4.4.2 Núcleo no acorazado

También conocido como tipo columna, es aquel en el cual las bobinas abarcan una parte considerable del circuito magnético (Pérez, 2020, p. 8).

2.4.5 Uso del servicio

- Para uso interior
- Para uso a la intemperie

2.4.6 Lugares de instalación

- Tipo poste
- Tipo subestación
- Tipo pedestal
- Tipo bóveda o sumergible

2.4.7 Tipo de enfriamiento

Existen sumergidos en aceite y el tipo seco. Entre los sumergidos en aceite, tenemos:

- **Tipo OA:** Oil immersed, self-cooled (natural of insulating liquid).
- **Tipo OA/FA:** Oil immersed, forced-air cooled (via fans).
- **Tipo OA/FA/FOA:** Oil immersed, forced oil (via pump), plus forced-air cooled.
- **Tipo FOA:** Oil immersed, self-cooled plus forced-oil cooling via pump to circulate oil through heat exchanger.

- **Tipo OW:** Oil immersed, self-cooled, plus water-cooling by pump through pipe/coil or heat exchanger.
- **Tipo FOW:** Idem FOA.

Entre los tipos secos, tenemos:

- **Tipo AA:** Dry type. Self-cooled (natural circulation of air).
- **Tipo AFA:** Dry type. Forced-air cooled (circulation of air or gass).
- **Tipo AA/FA:** Dry type: Self-cooled forced-air cooled.



Figura 2. 5 Transformador Autoprotegido Monofásico

Fuente: (RVR, 2020)

2.5 Condiciones de Servicio

Las condiciones de servicio para los transformadores monofásicos de distribución son Exterior – Continuo, se conoce que estas máquinas una vez que son energizadas pueden trabajar durante las 24 horas del día y los 365 días del año (Aquino & Zuñiga, 2018, p. 9).

2.5.1 Aplicaciones

El servicio está disponible para máquinas de inducción estáticas sumergidas en aceite refrigerante o secas que se clasifican en función de su voltaje y potencia. (Sanchez, 2019, párr. 2).

Para las subestaciones o sistemas de distribución de energía, el servicio comprende a los transformadores en los niveles de tensión de 10 kV, 13.2 kV y 22.9 kV, con frecuencias de 60Hz y las potencias que demande el cliente (Sanchez, 2019, párr. 3).

Se incluyen en el servicio para subestaciones eléctricas transformadores con niveles de tensión de 60 kV, 138 kV, 220 kV y 500 kV, frecuencias de 60 Hz y potencias solicitadas por el cliente. (Sanchez, 2019, párr. 4).

2.5.2 Montaje

Se realizan actividades y operaciones para la correcta instalación de transformadores, realiza todas las etapas del proceso de montaje desde el transporte hasta la puesta en servicio, aplica procedimientos, recomendaciones e instrucciones técnicas, y protege el medio ambiente. Velar por la seguridad e integridad física de los equipos, sistemas y, sobre todo, del personal técnico encargado de la prestación de los servicios (Sanchez, 2019, párr. 1).

2.5.3 Generación

Cuando un material conductor (como el cobre o el aluminio) se mueve, normalmente se conecta un cable o una bobina a un material con propiedades magnéticas, como un imán, que crea un voltaje en el material conductor. Esto también se conoce como diferencia de potencial. Ahora considere múltiples conductores en serie. Estos efectos se suman y comúnmente se les llama bobinas. Lo mismo sucede cuando un imán se mueve en un conductor eléctrico. Es decir, se realiza el proceso inverso. Este es el principio de funcionamiento de un generador basado en el principio de funcionamiento del magnetismo.

2.6 Sistema de Distribución de los transformadores según Normas NATSIM

El Distribuidor proveerá e instalará sus transformadores en su sistema de distribución, para consumidores con una demanda de hasta 30 kW, pero sólo si no se ubican en escenarios especiales de urbanización o parcelación. Si la demanda supera los

30 kW, el consumidor proporciona e instala su propio transformador en un local adecuado para tal fin. Su potencia, tensiones primarias y secundarias y tipos de conexión se indican en el plano general del proyecto eléctrico. (Aquino & Zuñiga, 2018, p. 10).

Si se prevé instalar un único transformador monofásico, será de hasta 100 kVA y podrá ser convencional o autoprotegido; pero si se piensa en la instalación de un banco de transformadores, cada unidad monofásica que lo conforma será del tipo convencional y apropiado para ser utilizado en un sistema eléctrico de 13,800Y/7,977 voltios en el lado primario y 120/240 voltios en el lado secundario, con derivaciones de 2.5 % arriba y abajo de su voltaje nominal. Todos los transformadores monofásicos para instalarse cumplirán con la norma INEN 2114:2004 y los transformadores trifásicos con la norma Técnica Ecuatoriana INEN 2115:2004 (Aquino & Zuñiga, 2018, p. 11).

2.6.1 Elementos de construcción

Los transformadores se componen de partes principales y varias áreas eléctricas y mecánicas están involucradas en el proceso de fabricación que forman la base del transformador terminado. Todo proceso de construcción comienza con los requerimientos y/o necesidades de su espacio industrial, residencial o comercial. Por ello, el departamento de fabricación elabora todos los documentos que contienen los requisitos necesarios solicitados por el cliente (Aquino & Zuñiga, 2018, p. 11).

2.7 Regulación de voltaje del transformador

Es la diferencia entre el voltaje secundario medido en vacío y a plena carga, que son medidos en sus terminales, cuyo resultado se muestra como porcentaje de voltaje a plena carga. Para calcular el voltaje en vacío se tiene que tomar en cuenta el factor de potencia de la carga (Santos, 2020, p. 1).

El coeficiente de regulación de voltaje (RV) es una cantidad que compara el voltaje de salida sin carga (es decir en vacío) con el voltaje de salida en plena carga y está dado por la ecuación.

$$RV = \frac{V_{S \text{ sin Carga}} - V_{S \text{ a Plena Carga}}}{V_{S \text{ a Plena Carga}}} * 100\%$$

Donde V_s es el voltaje de salida de una línea de transmisión

Para un transformador ideal, $RV = 0 \%$, lo cual nos indica que sus devanados no presentan una resistencia y no requiere de potencia reactiva para su funcionamiento. Sin embargo, los transformadores reales tienen cierta resistencia en los devanados y requieren de una potencia reactiva para producir su campo magnéticos, es decir, posee dentro del impedancias en serie, entonces su voltaje de salida varía de acuerdo con la carga aun cuando el voltaje de entrada y la frecuencia permanezcan constante.

La variación de la tensión en el secundario depende esencialmente de dos variables, de la corriente absorbida por la carga y de su factor de potencia.

Para regular el voltaje en un transformador, debemos comprender la caída de voltaje que ocurre dentro del transformador. Veamos un circuito equivalente de transformador simplificado. Dado que el efecto de la rama de excitación en la regulación de voltaje del transformador es despreciable, solo se debe considerar la impedancia en serie. La regulación del voltaje del transformador depende tanto de la magnitud de estas impedancias como de la fase de la corriente que fluye a través del transformador. La forma más sencilla de determinar el efecto de la impedancia y el ángulo de fase de la corriente circulante en la regulación de voltaje del transformador es analizar un diagrama fasorial, que es un diagrama de las corrientes y voltajes de fase en un transformador. En la figura 6, se observa el circuito equivalente del transformador simplificado donde se ignoran los efectos de la rama de excitación y se considera solo las impedancias en serie (Santos, 2020, p. 2).

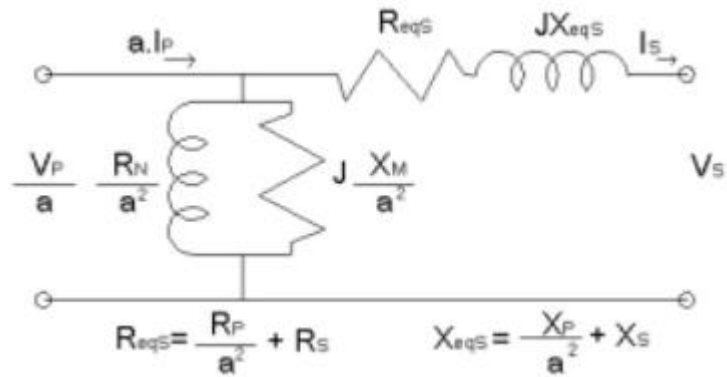


Figura 2. 6 Esquema de un transformador, referido al secundario

Fuente: (Granados, 2018)

2.8 Diseño del transformador

En términos generales, la realización de un transformador no es una tarea lineal, sino un proceso iterativo en el que se da una especificación de diseño, se realiza una aproximación y se construye el primer prototipo a partir de ella. Luego se realizan las pruebas correspondientes, y si no se cumplen los requisitos de diseño, se realizan las correcciones para obtener aproximaciones cuadráticas, prototipos cuadráticos, etc. El proceso iterativo se completa hasta que la prueba cumple con los requisitos de diseño (Ramirez, 2017, p. 79).

2.8.1 Especificaciones mecánicas de diseño

- Material de bobinado: Alambre de cobre esmaltado.
- Tipo de construcción: reforzado con laminaciones E-I.
- Material del núcleo: acero eléctrico no orientado M13 (especificado por AISI).

2.8.2 Especificaciones eléctricas de diseño

- **Potencia aparente** // $S = 80 VA$
- **Tensión primaria** // $V_p = 127 V$
- **Voltaje secundario** // $V_s = 12 V$
- **Frecuencia de operación** // $f = 60 Hz$
- **Eficiencia** // $n = 85\%$
- **Ajuste de voltaje máximo** // $RV = - +5 \%$

- **Densidad máxima de flujo** // $B = 1.6 T$
- **Máxima densidad de corriente teórica** // $J = 2.5 A mm^2$
- **Aumento de temperatura** // $T_{max} = 200 °C$

2.9 Componentes del transformador

Las partes que componen un transformador son clasificados en cuatro grupos, los cuales comprenden:

- Circuito magnético (nucleo)
- Circuito eléctrico (bobinas)
- Sistema de aislamiento
- Tanque herrajes y accesorios

2.9.1 Circuito magnético

Es la parte del bloque del transformador que conduce el flujo magnético generado, que será la base del circuito eléctrico del transformador. Un circuito magnético se conoce comúnmente como su núcleo magnético. Está hecho de placa de acero al silicio de grano orientado con baja pérdida y alta permeabilidad.

Tabla 2. 1 Perdidas unitarias en acero al silicio en 60 y 50 Hz

GRADO DE ORIENTACION	ESPESOR		60 Hz				50 Hz			
	Pulg.	mm	WATTS POR Lb		WATTS POR Kg		WATTS POR Lb		WATTS POR Kg	
			15 kGauss	17 kGauss	15 kGauss	17 kGauss	15 kGauss	17kGauss	15kGauss	17 kGauss
M-2	0,007	0,18	0,42	-	0,93	-	0,32	-	0,70	-
M-3	0,009	0,23	0,46	-	1,01	-	0,35	-	0,77	-
M-4	0,011	0,28	0,51	0,74	1,12	1,63	0,39	0,56	0,85	1,24
M-6	0,014	0,35	0,66	0,94	1,46	2,07	0,50	0,71	1,11	1,57

Fuente: (Herrera et al., 2013)

2.9.2 Circuito eléctrico

Estas son las partes principales del transformador. Las bobinas se fabrican en diferentes tipos y formas según las necesidades de diseño y el material conductor utilizado; cobre y aluminio.

Su función es generar un flujo magnético, inducir una fuerza de motor eléctrico en la bobina secundaria y transferir energía eléctrica del primario al secundario a través del principio de inducción electromagnética; las pérdidas de energía en este proceso son muy pequeñas.

Debido a la baja resistividad del cobre y su mayor costo en comparación con el aluminio, el uso de aluminio se ha incrementado, particularmente en transformadores de distribución y pequeños transformadores de potencia, ya sea sumergidos en líquido o secos. (Deorsola & Morcelle del Valle, 2017)

Ventajas de bobina de cobre:

- Resistencia mecánica
- Buena conductividad eléctrica.

Ventajas de las bobinas de aluminio:

- Estabilidad de costo para la entrega.
- Disipación de calor eficiente, disponible sólo con bobinados de cinta.
- Considerable reducción de peso.

2.9.3 Sistema de aislamiento

Los transformadores tienen varios materiales de aislamiento que juntos forman un sistema de aislamiento. El sistema incluye los siguientes materiales:

- Cartón prensado
- Papel kraft normal
- Papel manila y papel corrugado
- Cartón prensado de alta densidad.
- Cartón prensado y aislamientos finales
- Carton semilaminados
- Esmaltes y barnices.

En la tabla 8 se comparan las propiedades físicas del aluminio y del cobre midiendo su resistividad eléctrica, su conductividad eléctrica, su punto de fusión, entre otras.

Tabla 2. 2 Comparación de las propiedades físicas del aluminio y cobre

PROPIEDAD	ALUMINIO	COBRE
Resistividad eléctrica a 20°C (ohms · mm ² /m)	0.028	0.0172
Conductividad eléctrica a 20°C recocido	62 %	100 %
Peso específico en gramos por centímetro cúbico a 20°C	2,7	8,89
Calor específico	0,21	0,094
Punto de fusión °C	660	1083
Conductividad térmica, a 20°C (calorías / °C / cm ² / cm)	0,53	0,941
Esfuerzo mecánico a la tensión en kg / mm ²	16	25
Peso total de un transformador de 2500 kVA con devanado de A.T. a 44 kV (kg)	6318	6682

Fuente: (Campos, 2021)

El sistema de aislamiento aísla los devanados del transformador entre sí y de tierra, así como los próximos al núcleo del acero que conforma la estructura. Por lo tanto, el aislamiento no es solo un método mecánico para mantener los cables en su lugar. Concepto de visualización en el desarrollo de la primera unidad. (Campos, 2021)

Los catorce primeros materiales que componen un sistema de aislamiento sólido deben cumplir su función:

- Una masa que resista las cargas relativamente altas que se producen en el funcionamiento normal. Pertenecen a ondas de impulso y transitorios.
- Una masa que resiste los esfuerzos mecánicos y térmicos normalmente asociados con los cortocircuitos.
- Prevención de la calidad de temperatura.
- Mejorar el servicio adecuado para garantizar un buen mantenimiento.

Materiales que actúan en las bobinas, núcleo y aislamientos sólidos:

- Provee una rigidez dieléctrica
- Proporciona un enfriamiento efectivo.

- Protege otros sistemas de aislamientos.

2.9.4 Tanque y accesorios

El transformador debe estar en un recipiente sellado para almacenar el aceite de sellado de la bobina del núcleo, ya que actúa como dieléctrico y refrigerante. El transformador debe permanecer sellado desde menos cinco grados centígrados hasta un máximo de 105 grados centígrados por encima del líquido aislante. (Mite & Jonathan, 2015)

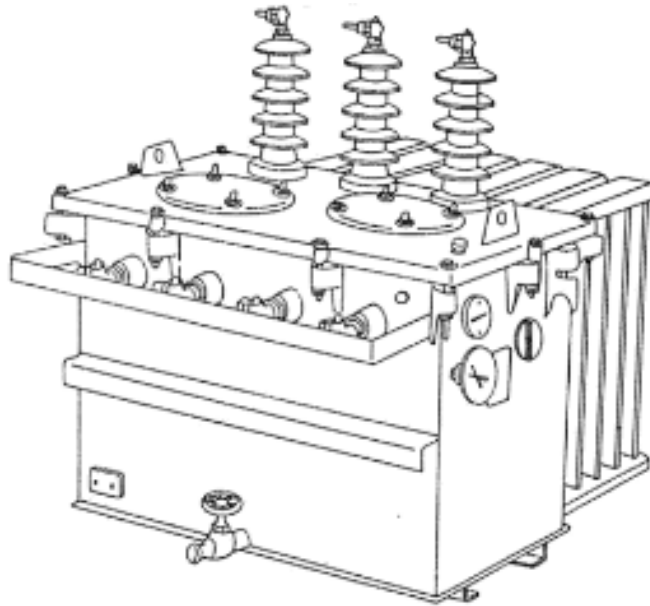


Figura 2. 7 Tanque con radiadores tubulares

Fuente: (Mite & Jonathan, 2015)

2.10 Determinación de la densidad magnética de operación del transformador

Como parte de los parámetros eléctricos iniciales se tiene en cuenta la máxima densidad de flujo a la que opera el transformador. Estos parámetros están determinados por el tipo de material utilizado para el núcleo magnético y, por lo tanto, se obtienen a partir de su curva de magnetización.

2.10.1 Curva de magnetización

La curva de magnetización o propiedades magnéticas del material, denominada representación cartesiana de los valores de inducción magnética

B (ordenadas) y excitación magnética H (abscisas), se muestra en la Figura 8. A veces, la magnetización M se expresa como inductiva B.

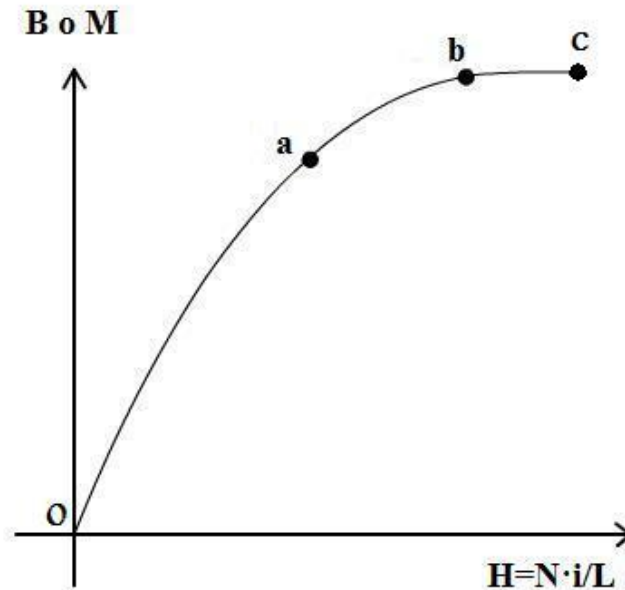


Figura 2. 8 Curva de Magnetización para Conformar el Núcleo del Transformador

Fuente: (Gudiño & Russo, 2012)

Se aplica una excitación magnética H dentro del núcleo ferromagnético del transformador, lo que crea una inducción B. Si la excitación magnética aumenta desde cero (aumenta su fuerza) y se dibuja la curva de magnetización, se puede ver que la inducción es proporcional a H. Esto se debe a que la permeabilidad es constante y alta (cuanto mayor sea la permeabilidad, más vertical será el gráfico en esta sección).

Donde el gráfico ya no es lineal, el rendimiento ya no es constante. La parte ab se llama la curva de saturación. Una vez que llega al punto b en el gráfico, tiende a ser lineal. En la parte Bc, el material está totalmente saturado. Esta saturación significa que no se detecta ningún cambio significativo en B inducida para grandes aumentos en la excitación. En esta región, el material tiene baja permeabilidad.

A nivel molecular, lo que ocurre con los materiales ferromagnéticos es que cuando se les aplica un campo magnético, los momentos magnéticos de los dominios se orientan a medida que aumenta el campo (sección ab). Cuando se alinea con el campo magnético,

el material alcanza la saturación (de b), lo que significa que no hay más dominios que puedan contribuir a la inducción o magnetización del material. Por lo tanto, una vez que el material está saturado, es poco probable que cambie el valor sensorial.

2.10.2 Ciclo de Histéresis

En los materiales ferromagnéticos se puede observar que cuando se elimina el campo magnético aplicado, no vuelve a su estado original porque conserva su magnetismo remanente. Por tanto, si parte del punto c de la figura. 1, el valor del estímulo se reduce hasta cancelarlo, se puede observar que el nuevo patrón no coincide con el patrón original (Fig. 9). Se puede observar que si no hay excitación ($H=0$), el valor de la inductancia no toma el valor cero, sino que viene dado por el valor de la parte OD en la ordenada. Este valor se llama remanencia.

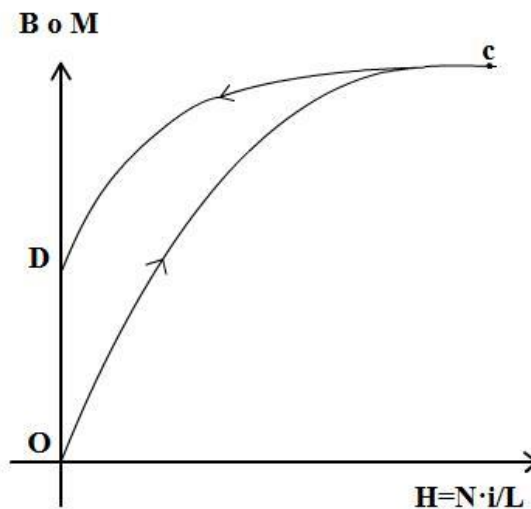


Figura 2. 9 Ciclo de Histéresis en los Materiales ferromagnéticos

Fuente: (Martinez & Guerra, 2003)

2.11 Principio de funcionamiento

El funcionamiento de los transformadores se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética (fuerza electromotriz creada por cambios en el flujo magnético en un circuito estático o interrupción de corriente en un circuito en movimiento).

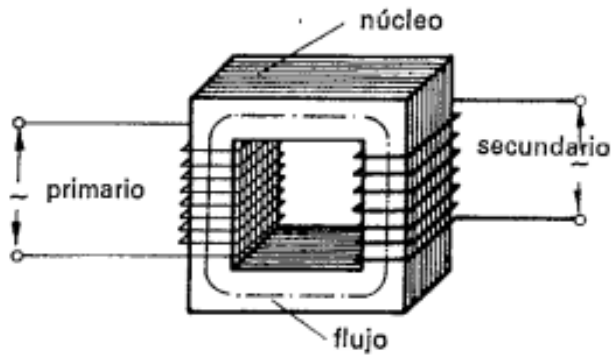


Figura 2. 10 Funcionamiento de los Transformadores Eléctricos

Fuente: (López, 2000)

2.11.1 En vacío

Cuando se aplica un voltaje alterno V_1 al primario (circuito abierto secundario), una corriente alterna i_0 fluye a través de él y produce un flujo magnético alterno I_0 , que conecta N_1 y N_2 , produciendo una fuerza electromotriz. E_2 está en el secundario porque está vacío, $E_2 = V_2$. En la primaria, el f.e.m ($-E_1$) (fuerza electromotriz opuesta), opuesta a la tensión aplicada V_1 .

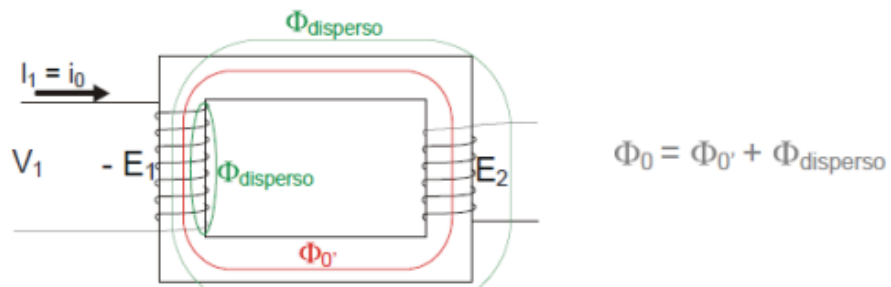


Figura 2. 11 Funcionamiento del Transformador en vacío

Fuente: (López, 2000)

Dado que la resistencia del hierro es menor en comparación con el aire, sigue principalmente un circuito ferromagnético. Las líneas de flujo encerradas en aire (el espacio entre el núcleo y la bobina) no contribuyen al flujo principal Φ_0 y forman el flujo errante (Φ_d). La corriente i_0 está formada por la corriente alterna magnetizante (i_m) en fase con el flujo principal que produce y la corriente al

cuadrado por las pérdidas magnéticas (ipm, histéresis y Foucault) en el hierro: $I_0 = i_m + i_{pm}$.

2.11.2 En Carga

Cuando se corta el secundario a través de la carga Z , circulará la corriente i_2 , creando un flujo Φ_2 en el devanado secundario, opuesto al que lo creó, el flujo primario Φ_c , por lo que tenderá a disminuir, por lo tanto, al f.e.m. reducción. El primario hace que la corriente primaria aumente a $i_1 = i_0 + i_{21}$, donde i_{21} se refiere o representa la corriente i_2 en la corriente primaria. Para caudal, el caudal primario (Φ_{21}) es del mismo tamaño que el caudal (Φ_{21}), pero se suma al caudal principal (Φ_c); entonces el flujo principal o flujo (Φ_c) permanece constante en condiciones de carga y sin carga.

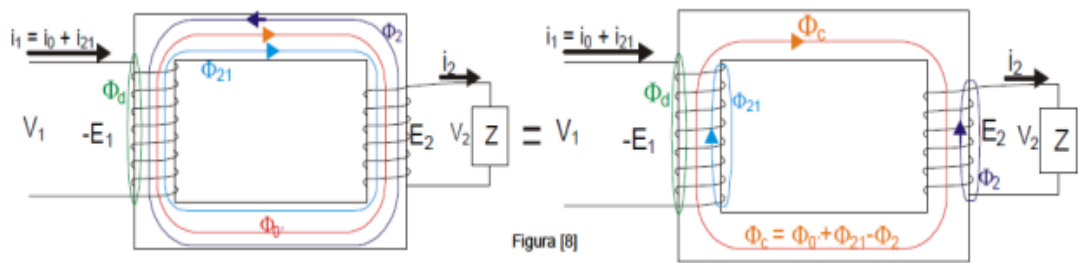


Figura 2. 12 Funcionamiento en carga de un transformador eléctrico

Fuente: (López, 2000)

2.12 Transformador Ideal

Para analizar un transformador, se debe suponer que es ideal que tenga las siguientes propiedades:

- Se considera resistencia insignificante para las bobinas primaria y secundaria.
- Suponiendo que el flujo de fuga sea cero, todo el flujo desarrollado en el núcleo es común a ambos devanados.
- El núcleo no está forzado.
- El núcleo no tiene corrientes de Foucault ni pérdidas por histéresis.

2.12.1 Transformador Ideal Funcionando en Vacío

Si alimentamos el transformador investigado desde su devanado primario con una fuente de corriente alterna sinusoidal de la siguiente forma: $v_1 = V_{\max} \cdot \sin \omega t$. Y el devanado secundario está desconectado de la carga (sin carga), por el primario fluirá una corriente i_0 , que a su vez crea un flujo magnético común Φ para ambos devanados, ya que la corriente acumulada es variable. (Castro & Andrade, 2019)

2.12.2 Transformador Ideal Funcionando en Carga

Si el cable secundario no se mantiene abierto sino cerrado por el circuito de resistencia externo Z_2 , la corriente fluye a través del secundario I_2 fuera de fase con el ángulo de fuerza del motor eléctrico ϕ_2 . El valor de ϕ_2 depende del circuito externo y es inductivo en la mayoría de los casos. Entonces I_2 se retrasará con respecto a E_2 .

2.13 Pérdidas de energía en transformadores de distribución monofásicos.

Este capítulo describe el desempeño de los transformadores de distribución monofásicos en términos de pérdidas de energía para que los lectores puedan comprender por qué los transformadores de distribución producen pérdidas de energía y de dónde provienen las pérdidas de energía.

Todos los transformadores están sujetos a pérdidas de hierro y cobre. Las pérdidas de hierro ocurren constantemente mientras el transformador está operando, por lo que no tienen nada que ver con la carga del transformador, dependen del voltaje y la frecuencia de operación.

Los transformadores de mayor potencia requieren núcleos de hierro más grandes y las pérdidas de hierro aumentan a medida que aumenta la potencia del transformador. Sin embargo, el aumento de la pérdida de hierro es proporcionalmente menor que el aumento del poder de conversión. (Pozo, 2021)

2.13.1 Pérdidas en el hierro

La pérdida sin carga o pérdida en el núcleo, conocida como pérdida fija, se debe a la magnetización del núcleo. Se refiere a estas pérdidas por efecto del cambio de campo magnético en el núcleo del transformador de distribución.

Las pérdidas por histéresis y las pérdidas por corrientes de Foucault son las más representativas. No tienen nada que ver con la carga que impulsa el transformador, sino con el material del que está hecho el núcleo y su construcción.

Estas pérdidas ocurren constantemente cuando el transformador está bajo tensión, por lo que son independientes de la carga del transformador, dependen de la tensión de operación, pero para el análisis se consideran constantes mientras se mantenga el transformador.

Los transformadores de mayor potencia requieren núcleos más grandes, por lo que las pérdidas en el núcleo aumentan a medida que aumenta la potencia del transformador.

Otra fuente de pérdida de hierro son las corrientes de Foucault (pérdidas por corrientes de Foucault) causadas por el flujo magnético cambiante que hace que las corrientes de Foucault circulen en el hierro. (Gonzales, 2020)

2.13.2 Pérdidas por histéresis

Están directamente relacionados con la memoria del material magnético a partir del cual se construye el núcleo del transformador y son la tendencia del material a retener su magnetización o a resistir cambios en esa magnetización causados por cambios periódicos en la dirección del flujo magnético. acero.

Por este fenómeno, la fuerza electromotriz cambia cuando el material es sometido a un campo magnético periódico.

$$P_{\text{histéresis}} = n * B^{1.6} * f * 10^{-6}$$

n=coeficiente de Steinmetz del material.

B= densidad de flujo máxima.

f= frecuencia del campo magnético al que está sometido el material ferromagnético.

Figura 2. 13 Fórmula para Perdida por histéresis

Fuente: (Mago-Ramos et al., 2016)

El modelo conocido del circuito del transformador no tiene en cuenta la saturación o las pérdidas en el Hierro, sin embargo, durante su funcionamiento rutinario del transformador, se empiezan a detectar los efectos de las pérdidas que empiezan a existir en el equipo. (Mago-Ramos et al., 2016)

2.13.3 Pérdidas por Corrientes Parásitas

Las pérdidas por corrientes parásitas o pérdidas en el núcleo son producto de las pequeñas corrientes circulantes en el núcleo ferromagnético del transformador.

$$P_{\text{parásitas}} = 2.2 * f^2 * B * e^2 * 10^{-11}$$

e = espesor de las láminas del material

B= densidad de flujo máxima.

f= frecuencia del campo magnético al que está sometido el material ferromagnético

Figura 2. 14 Fórmula para la perdida por corrientes parasitas

Fuente: (Gonzales, 2020)

El material ferromagnético en el núcleo del transformador es afectado por el flujo magnético cambiante, cuyo principio es la ley de Faraday, y cuando esto sucede, la fuerza electromotriz inducida generada por el flujo magnético debe generarse en la zona de dicho material. condiciones más bajas Cuanto mayor sea el flujo, la resistencia del material.

Las corrientes de Foucault existen para cambiar el flujo magnético en el medio, y estos cambios crean un campo eléctrico en el medio caracterizado por la integral de una curva a lo largo de cualquier camino cerrado delimitado por superficies que se cruzan, como lo define la ley de Faraday:

a-b-c-d son caminos cerrados que limitan el flujo de fluido a través de la superficie cuando el medio conduce la electricidad; el camino descrito es donde la corriente producida por la fuerza electromotriz inducida es el resultado de la integración del campo eléctrico.

Los campos creados por las llamadas pérdidas por corrientes de Foucault se disipan en el medio ambiente en forma de calor. Cabe señalar que las fem inducidas, las corrientes de Foucault y las pérdidas asociadas se maximizan cuando la inducción magnética en los materiales ferromagnéticos es generalmente relativamente alta y la resistencia del material no es demasiado grande. (Gonzales, 2020)

Se deben tomar medidas contra estos flujos ya que son parte del flujo masivo generado. La solución a este problema es la siguiente:

Laminación: En lugar de un núcleo de hierro monolítico, se crean láminas de material ferromagnético que están aisladas entre sí. Esto aumenta la resistencia eléctrica al reducir la sección transversal. Cuanto más delgada sea la placa, menor será el efecto. Este método se utiliza cuando el núcleo está expuesto a campos cambiantes.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 Características de la investigación

La deducción es un procedimiento de investigación que utiliza una forma de pensar que va desde un razonamiento más general y lógico basado en leyes o principios hasta hechos específicos. Es decir, es un método lógico que se utiliza para sacar conclusiones a partir de un conjunto de principios.

La investigación cualitativa se puede describir Elementos para el desarrollo de proyectos. en este estudio No hay análisis estadístico, el objetivo principal es generar teoría y suposición.

La investigación cuantitativa es un proceso deductivo en el cual podemos desarrollar los planteamientos definidos de acuerdo con la necesidad de obtener las respectivas fallas de los transformadores de distribución, en donde se recopilan la información debida, que permite conocer el estudio y análisis del proyecto.

Dicha investigación se ha complementado con información adquirida de documentos bibliográficos que han permitido entender de donde proviene dichas fallas; mecánicas, térmicas y dieléctricas en los transformadores monofásicos.

3.1.1 Investigación cualitativa

La investigación cualitativa es una metodología, que se concentra en conocimientos precisos aplicados a un problema específico Para el desarrollo del trabajo de titulación se empleó la investigación y deducción.

Algunas de las ventajas de utilizar la investigación mixta, podemos definir lo siguiente:

- Utilizar los diferentes tipos de investigación que se pueden utilizar oportunidades proporcionadas por cada uno y niveladas de esta manera debilidad.
- Contribuye a una comprensión más completa del problema descubrir.

- Le permite comprobar los resultados obtenidos por cada método personal.

La principal desventaja de usar los estudios puede definir lo siguiente:

- Hay una gran cantidad de datos para procesar información.
- Dificultad para organizar toda la información colocar.

3.1.2 Métodos de investigación aplicada

Los métodos de investigación ayudan a obtener información de manera ordenada en de acuerdo con el tema que se está desarrollando. Hay diferentes métodos de investigación que pueden ser utilizados en diferentes campos. Éste es una descripción detallada de las técnicas utilizadas en el desarrollo de la tesis que se detallan a continuación:

3.1.2.1 Búsqueda de información

La técnica consiste en recopilar sobre un tema para ser desarrollado, se utilizan materiales informativos, como, por ejemplo; revistas, libros, sitios web, estudios científicos. Si tanto los recursos físicos como los virtuales se pueden encontrar en la biblioteca.

Al aplicarlo hay dos fuentes a considerar en su búsqueda bibliográfica:

- Fuentes primarias: Estas fuentes proporcionan datos de primer nivel, revistas, libros, sitios web, encuestas escrito a mano.
- Fuentes secundarias: Estas fuentes han sido creadas por fuentes primarias como traducciones.

En el proyecto de tesis se utilizan búsquedas bibliográficas, usando una recopilación de datos que permite analizar las fallas más comunes de los transformadores monofásicos.

3.1.2.2 Observación

Esta técnica de investigación incluye ciertas metas. Es una técnica selectiva porque es apta para un único fin, dentro del alcance del estudio.

La técnica de observación se realiza mediante los pasos a seguir que se detallan a continuación:

- **Apreciación:** implica determinar el objetivo principal.
- **Explicación:** una vez fijados los objetivos, es necesario descifrar la información obtenida.
- **Descripción:** en esta etapa es necesario desarrollar las conclusiones del autor de manera objetiva.

El título del proyecto utilizó técnicas de observación, en donde determina las fallas dieléctricas, térmicas y mecánicas de los transformadores y como solucionar los problemas que se susciten interno y externo de los equipos a operación de sus servicios, ciclo en la cual se desarrolló en este proyecto.

3.2 Metodología de desarrollo

La metodología de desarrollo implica especificar, definir y categorizar un conjunto de métodos y técnicas a seguir durante la ejecución del proyecto.

Este método de desarrollo tiene las siguientes ventajas:

- Mejorar la comunicación
- Proporcionar herramientas, para facilitar la toma de decisiones del estudio realizado.
- Garantizar que el proceso de investigación sea efectivo y controlado.
- Estandarizar las fases de ciclo de vida del proyecto.

Existen cuatro tipos de metodologías: cascada, cadena crítica, ágil e híbrida.

- **Métodos en cascada:** Este enfoque es común cuando los objetivos principales del proyecto se definen y planifican hasta el final del proyecto.
- **Enfoque de cadena crítica:** Sigue un enfoque en cascada basado en la priorización de las actividades más importantes del proyecto.
- **Métodos ágiles:** Este enfoque permite dividir el proyecto en varias fases, abordando primero los aportes de corta duración.

- Metodología crítica: Este enfoque le permite aprovechar los métodos y técnicas tradicionales ordenado.

3.2.1 Ventajas de la metodología empleada

Para el desarrollo de la tesis se utilizó un enfoque en cascada, se definieron los objetivos y se desarrolló el proyecto de acuerdo con el logro de los objetivos planteados.

La secuencia utilizada se detalla a continuación:

- Inicio: Se desarrolla el enunciado del problema
- Planificación: Las fases del proyecto están estructuradas.
- Desarrollo: Se trata de la parte más importante del proyecto, donde se explica con argumentos, conceptos, demostraciones o ejemplos de la problemática, hipótesis que han motivado a realizar el trabajo. El Estudio y análisis correspondiente a los resultados obtenidos que garanticen el respaldo de dicha información requerida.
- Cierre: Conclusiones y recomendaciones del trabajo de investigación desarrollado.

Las ventajas del objeto de estudio son las siguientes:

- Permite establecer metas de manera eficiente.
- Mantener una estructura clara a lo largo del desarrollo del proyecto.
- Permite seguir un cronograma paso a paso al trabajo empleado.
- Brinda la oportunidad de desarrollar la documentación en todas las fases del proyecto.

CAPÍTULO IV

PRUEBAS DE CUMPLIMIENTO DE NORMAS TÉCNICAS DE LOS TRANSFORMADORES

Un transformador es un dispositivo completamente cerrado que no consta de partes giratorias. Debido a su comportamiento estático, es poco probable que un transformador de potencia que ha sido mantenido adecuadamente durante su vida útil experimente fallas significativas.

Dado esto, es necesario de manera preventiva saber cuáles son las fallas más comunes en los transformadores eléctricos y las posibles soluciones o medidas de prevención para dichas averías. Cuando ocurre una falla en el transformador, este debe ser inmediatamente desconectado del sistema para que pueda ser atendido y así evitar que una falla común se convierta en una avería grave (Rivas, 2021, p. 1).

4.1 Tipos de fallas en los transformadores de distribución

Las fallas más comunes en un transformador pueden ocurrir en diferentes partes o componentes debido a problemas mecánicos y eléctricos o un estrés térmico ocasionado por diferentes condiciones (Tecsa, 2018, párr. 1).

4.1.1 Térmicas

Las mismas ocurren, cuando la temperatura de trabajo sobrepasa la establecida por el fabricante, ocasionando degradación del aceite dieléctrico de manera progresiva, lo que trae como:

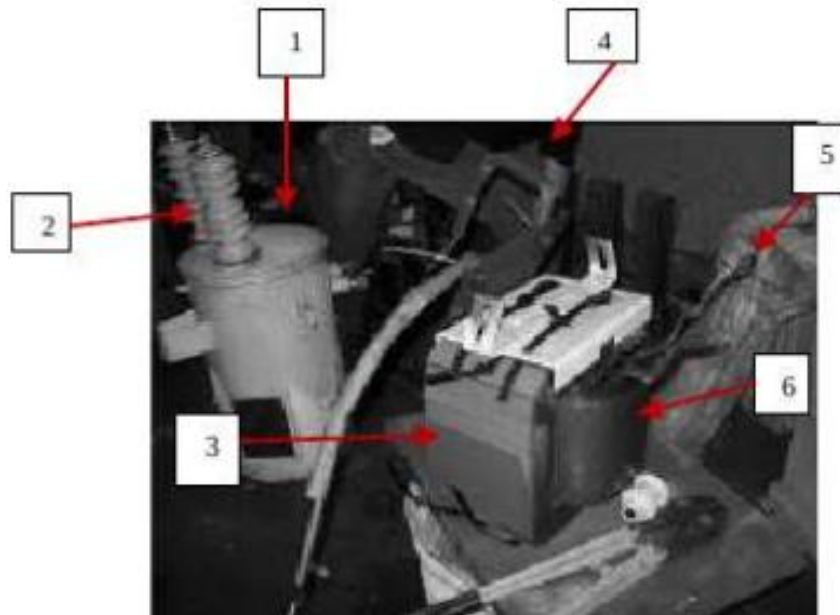


Figura 4. 1 Partes constitutivas del núcleo de un transformador de distribución

Fuente: (Alvarez, 2011)

1. Recipiente metálico o cuba del transformador de distribución.
2. Aisladores.
3. Chapa de acero de silicio.
4. Bobina de baja tensión.
5. Bobina de alta tensión.
6. Papel aislante.

4.1.1.1 Arco Eléctrico

Las mismas ocurren, cuando fallan las protecciones del transformador, lo que trae como consecuencia, cortocircuitos externos que dañan internamente el equipo, dejando esa parte de la red eléctrica fuera de servicio en forma imprevista (Vallés, 2011, p. 16).

4.1.1.2 Descargas parciales

Son pequeñas descargas eléctricas que se producen en el seno de cavidades con gas presente en un medio aislante sólido o líquido. En los transformadores de distribución están asociadas a condiciones de sobretensión ocasionando daños en el aislamiento del equipo.

4.2 Otras causas de fallas en los transformadores de distribución

Existen otras causas de fallas que se pueden presentar en los transformadores en los transformadores de distribución, para lo cual, se presentan una serie de recomendaciones a fin de evitar la ocurrencia de estas.

En la Tabla 3 se indican algunas características de los transformadores referente a su nivel de tensión, su KVA y la falla presentada.

Tabla 4. 1 Muestras de los transformadores utilizados

Marca	Nivel de Tensión	Año de fabricación	kVA	Falla presentada
Magnetrón	7620/246	2004	10	Sobrecarga
Magnetrón	13200/240	2009	15	Humedad
Magnetrón	13200/240	2007	10	Cortocircuito Externo
ABB	7620/240	2001	25	Defecto Operación
Siemens	13200/240	2007	15	Sobretensión
Siemens	7620/240	2006	10	Defecto Fabricación
TPL	13200/240	1991	15	Conexión errada en Baja tensión

Fuente: (Rodríguez, 2012)

4.2.1 Especificaciones Técnicas

Existen características nominales indicadas por los fabricantes, que deben corresponder a la carga requerida por la red de distribución eléctrica (Vallés, 2011, p. 17), dentro de las cuales es importante considerar lo siguiente:

- Nivel básico de aislamiento (BIL).
- Impedancia de cortocircuito del valor nominal: si la misma es demasiado alta, afecta la regulación del sistema; y si es demasiado baja, da lugar a elevadas corrientes de corto circuito.
- El conmutador de derivaciones debe ser de accionamiento interno.

4.2.2 Defectos de fabricación

Aunque hay formas de construcción preestablecidas, las mismas no están exentas de errores que pudieran presentarse, ocasionando fallas en los transformadores de distribución, por lo tanto, se recomienda tener en cuenta lo indicado a continuación (Vallés, 2011, p. 17), a fin de evitar estos defectos:

- No es recomendable trabajar a niveles de inducción demasiados altos, porque dan lugar a la magnetostricción o deformación del núcleo y producen efectos vibratorios en la parte activa.
- En la fabricación del núcleo se debe evitar la reducción de las distancias internas a niveles críticos.
- Seleccionar materiales que satisfagan las normas y/o valores exigidos para operar a determinados niveles de esfuerzos dieléctricos.
- Seleccionar laminas, pinturas, refuerzos, aisladores, herrajes, empaques de caucho, en donde soporten las condiciones necesarias del medio ambiente u otros esfuerzos internos, originados en el transformador.

4.2.3 Defectos de operación

Los errores humanos que se presentan en la operación de equipos son inevitables, a pesar de la preparación que reciben los operadores del sistema eléctrico (Vallés, 2011, p. 17). Se recomienda tener en cuenta lo indicado a continuación, a fin de minimizar la ocurrencia de estos efectos:

- Realizar adecuado sistema de selección y montaje utilizando sistemas de movilización y almacenaje apropiados.
- Evaluar el sistema de protecciones existente a fin de disminuir la condición de falla que pudiera presentarse motivado a: sobretensiones, sobrecargas y/o fallas en la red (líneas a tierra, cortocircuitos en la red, desbalances de carga).
- Implementar rutinas de inspección que eviten el vandalismo hacia los transformadores de distribución.

4.3 Fallas térmicas de los transformadores

Los devanados suelen estar hechos de cobre. La pérdida de calor se produce debido a la resistencia, que puede afectarlo si no se mantiene adecuadamente. Pueden deteriorarse con el tiempo y pueden perder su fuerza.

4.3.1 Norma técnica ecuatoriana NTE INEN 2 126:98 transformadores. Límites de calentamiento

En esta norma tiene como objetivo establecer los límites de calentamiento de los devanados, núcleo y del aceite de los transformadores.

Si no existe información de la altitud sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) a la cual va a funcionar el transformador, se supone que ésta no pasará de 1000 m.s.n.m (Paredes, 2010, p. 30).

Para definir los límites de calentamiento en los transformadores, en la tabla 4 nos indica los límites de calentamiento.

Tabla 4. 2 Límites de calentamiento para transformadores tipo seco

Parte	Método de refrigeración	Clase de aislación	Aumento de temperatura °C
Devanado (medido por el método de variación de la resistencia)	Ventilación natural o forzado	Y	45
		A	60
		E	75
		B	80
		F	100
			125
			150
Circuitos magnéticos y otras partes	Todos		1. Los mismos valores que para los devanados.
1. Adyacente a los devanados 2. No adyacente a los devanados			2. Un valor que no afecte adversamente las partes aislantes que puedan estar en contacto con los devanados

Fuente: (Granero, 2016)

Para ciertos materiales aislantes, aumentos de temperatura que pasen de 150° C. pueden ser adoptados por acuerdo entre fabricante y comprador.

Tabla 4. 3 Porcentaje de reducción del calentamiento para altitudes superior a 1000 m

Tipo de transformador	Porcentaje (%)
Sumergidos: Refrigeración natural	2,0
Tipo Seco: Refrigeración Natural	2,5
Sumergidos: Refrigeración forzada por aire.	3,0
Tipo Seco: Refrigeración forzada por aire.	5,0

Fuente: (Estrada, 2020)

4.3.2 Limites de calentamiento

Partiendo del punto de que la temperatura máxima, promediada diaramente, es de 30°C, el calentamiento de los devanados, circuitos magnéticos y el aceite de los transformadores no deberá de sobrepasar las temperaturas indicadas en la tabla 2.

En el caso de transformadores con más de dos devanados, el calentamiento del aceite en la parte superior del tanque se refiere a la combinación de cargas que sean más severas para devanados en consideración (Paredes, 2010, p. 31).

4.3.3 Reducción de calentamiento para transformadores que utilizan en agente refrigerante a temperatura elevada o condiciones especiales de refrigeración con aire.

Si el transformador está dañado para funcionar con un agente refrigerante cuya temperatura sobrepasa los valores máximos que son no más de 10°C., los calentamientos admitidos para los devanados, los circuitos magnéticos y el aceite(Paredes, 2010, p. 32), deberán reducirse así:

- Si la potencia aparente nominal es de 10 MVA o mayor, la reducción corresponde al exceso de temperatura.
- Para los transformadores pequeños, se debe disminuir en:

a) Si el exceso de temperatura es menor o igual a 5°C.

b) Si el exceso de temperatura es mayor a 5°C, y menor o igual a 10°C.

- Para transformadores con enfriamiento en aire donde el exceso de temperatura sea mayor de 10°C., las elevaciones permisibles de temperatura requieren un acuerdo entre comprador y fabricante. Cualquier condición del sitio que se requiera restringir, dicho comprador debe especificar la instalación del flujo del aire de refrigeración o provocar un aumento de su temperatura.

4.4 Defecto de fabricación

Cuando un transformador falla por defectos de fabricación se presentan los siguientes efectos:

- Cortocircuito en el devanado de alta tensión por efecto en el aislamiento.
- Aceite deteriorado o algo turbio, a veces se deteriora sin quemarse.
- Signos de recalentamiento
- Señales de descarga eléctrica
- Fusión de conductores.

4.4.1 Fallas térmicas de los transformadores

Otro método para evaluar control de defectos se realiza limpiando la chapa de acero, aplicando líquido penetrante, luego, limpiando de nuevo la superficie, y por último colocando revelador que extrae el líquido de las grietas permitiendo inspeccionar posibles defectos (Vallés, 2011, p. 21).

El fenómeno de capilaridad es por la tensión superficial (T_{gs}); una molécula dentro del líquido se interrelaciona con las que la rodean por las fuerzas gravitacionales, eléctricas y químicas esto se conoce como cohesión (T_{lg}) y cuando la molécula esta completamente sumergida presenta sus fuerzas en total equilibrio y se muestra la adhesión (T_{gl}) que origina en las superficies planas comportamientos como los indicados en la ecuación:

$$T_{gs} = T_{lg} + T_{gl} \cos \theta.$$

4.4.2 Sistema de refrigeración

La palabra refrigeración quiere decir enfriar o bajar la temperatura de un cuerpo mediante transferencia de calor, es decir extraer y transportar esta energía de un espacio hasta otro, esto se enfría debido al espacio del que se extrae el calor. Los sistemas de refrigeración fueron diseñados para mantener la temperatura del proceso al que se necesite mantener dentro de rangos específicos para su funcionamiento.

4.5 Principales fallas que se presentan en los transformadores de distribución

Los transformadores de distribución involucran varios escenarios que conducen a fallas. En el momento de desarmar un transformador y hacer un análisis interno del mismo, se puede llegar a determinar características según la evidencia encontrada, la cual permitirá identificar las fallas producidas por los siguientes ámbitos:

- Sobrecarga
- Sobretensiones
- Cortocircuitos externos
- Problemas internos
- Manipulación inadecuada.
- Protección inadecuada.
- Humedad en el aceite (Hermeticidad defectuosa).
- Fallas en los devanados, por bajo voltaje
- Otras causas

Para cada una de estas posibles causas ya se tienen un criterio preestablecido para así poder determinar con mayor facilidad la posible causa de falla del transformador (Marroquin, 2017, p. 24).

4.5.1 Sobrecarga

Los transformadores de distribución se sobrecargan cuando se excede el valor de potencia nominal de la placa, ya sea por la carga adicional o porque están mal dimensionados para satisfacer la demanda requerida.

Otro motivo del fenómeno de sobrecarga es que la temperatura ambiente en el diseño del transformador no es la adecuada y el desequilibrio entre las distintas fases.

Cuando falla un transformador, sus componentes internos se dañan debido a la sobrecarga, lo que reduce la vida útil. Las violaciones más comunes debido a la sobrecarga del transformador se enumeran a continuación (Marroquin, 2017, p. 27).

Ante tales errores en la prueba externa, aparecen las siguientes anomalías:

- Decoloración en los terminales de bajo voltaje.
- La toma de bajo voltaje se vuelve de color negro y amarillo.
- Tanque: no presenta daños visibles, aunque la pintura inferior se desgasta ocasionalmente.

Del mismo modo, se realiza un control interno con los siguientes resultados:

- Aceite: muestra descomposición acelerada, residuos de carbón y olor a quemado y su contenido disminuye. Se vuelve rojo y forma una suspensión.
- Núcleo: puede contener carbono en el laminado.

Esta evidencia de congestión está relacionada con:

- Expansiones futuras no planificada.
- Mala elección de la capacidad del transformador.
- Mala coordinación de fusibles.
- Sobre calentamiento de fases por distribución desigual.

4.5.1.1 Método preventivo de sobrecarga

A pesar de todas las desventajas mencionadas anteriormente, tales errores se pueden evitar haciendo lo siguiente:

1. Basado en el análisis de las lecturas anteriores, es correcto indicar:

- a) Desequilibrio de fase.
- b) Superposición de fases.

2. Verifique la solicitud de servicio para verificar que haya energía disponible en el transformador.
3. Evitar secundarios de más de 100 metros de longitud y utilizar cables de suficiente grosor para su protección.
4. Correcta selección de fusibles de protección primaria.
5. Supervisar y neutralizar ataques a servicios fraudulentos. En áreas donde estos delitos son comunes, use protección secundaria cuando sea posible.
6. Eliminar contactos falsos.
7. Realizar regulación de cargas, división de circuitos y balanceo.
8. Si es posible y necesario, aumentar la potencia del transformador.

En la Figura 4.2 se presenta una ilustración de cómo queda la pintura interna del transformador debido a una sobrecarga.



Figura 4. 2 Pintura interna del tanque de un transformador fallado por sobrecarga

Fuente: (Mago et al., 2011)

4.5.2 Sobretensiones

Las sobretensiones en los transformadores de distribución se producen en descargas atmosféricas. Esta descarga busca el medio más simple de autoextinción, ya sea un árbol, objeto o estructura sobre el suelo o en una línea eléctrica.

Cuando una descarga atmosférica afecta una línea eléctrica, ya sea de transmisión, subtransmisión, distribución de energía o cualquier componente del sistema eléctrico, se generará un campo electromagnético, modificando y por ende modificando los valores de tensión y corriente. valor anormal del sistema de corriente interna.

Este campo electromagnético se extiende a lo largo de la línea eléctrica y afecta a los componentes instalados en ella. Uno de los componentes instalados en las líneas eléctricas, es el transformador de distribución, el cual puede resultar seriamente dañado en caso de sobretensión si no se protege adecuadamente. Cuando los transformadores de distribución rechazan sobretensiones de fuentes atmosféricas, ocurren algunas anomalías como se describe a continuación (Marroquin, 2017, p. 27).

- Aisladores surtidos de alta tensión.
- Evidencia de explosión nuclear o tanque.
- Prueba de explosiones entre devanados de alta y baja tensión.
- Devanado de alto voltaje dañado.
- Aceite de color negro en mal estado.
- Interruptor de paso quemado.
- Bobina de baja tensión perforada.
- Cortocircuito entre bobinas pertenecientes a la primera o última capa de alta tensión.

Aunque realmente no es necesario probar los transformadores para la ocurrencia de dichas fallas, ya que a primera vista están dañados debido a los signos de daño causados por este fenómeno, al inspeccionarlos se puede ver el siguiente resultado:

- Relación de transformación (TTR): Normalmente marca "abierto", pero cuando el daño es muy severo puede marcar "cortocircuito" entre capas.
- Resistencia de aislamiento (MEGGER): Puede dar un valor bajo debido a la carbonatación del aceite.
- Rigidez dieléctrica del aceite: Se dan valores inferiores en función del grado de carbonatación del aceite.

4.5.2.1 Método preventivo de sobretensión

La principal medida para prevenir estos tipos de fallas es través de la prevención. A continuación, se detallan una serie de medidas para reducir la incidencia de este tipo:

- 1.** Instalar pararrayos en todos los transformadores, considerando la selección adecuada, y conectarlo lo más cerca posible al transformador.
- 2.** Conecte la bajante al cable de tierra del pararrayo, al cable neutro del transformador y al tanque del transformador.
- 3.** Reemplace los pararrayos para que el transformador siempre tenga protección total.
- 4.** Instruir al personal que realiza inspecciones de circuitos sobre la importancia de informar: pararrayos rotos o faltantes, cables de tierra rotos, pararrayos desconectados o mal cableados.
- 5.** En base al punto anterior planificar los mantenimientos necesarios.
- 6.** Si existe alguna duda sobre el efecto inusual del pararrayos, se debe realizar una prueba adecuada.
- 7.** Tome una medida de resistencia de tierra con un Megger y verifique que esté dentro del rango aceptable.

En la Figura 4.3 se muestra un devanado del transformador que fue afectado por una descarga atmosférica



Figura 4. 3 Devanado de alto voltaje dañado por descarga atmosférica
Fuente: (Cañizares, 2000)

4.5.3 Cortocircuitos

Cortocircuito secundario, este fenómeno ocurre a menudo en la distribución de energía secundaria. Esto sucede con mayor frecuencia para transformadores LATINO en transformadores de 10, 15 y 25 kVA debido a las condiciones de diseño del devanado secundario. Cuando la capacidad del transformador es inferior a 25kVA, se utilizan placas que son fáciles de mover y chocan con el núcleo de hierro provocando la falla. A partir de 25 kVA de potencia, los devanados son de placas inmóviles. Este tipo de daño es común en transformadores de hasta 25 kVA.

Para evitar dicho fenómeno, se debe aumentar la resistencia mecánica de la bobina del transformador. Los daños que se presentan en los transformadores por esta posible causa se deben al paso de corrientes excesivas o de baja resistencia que circulan en los devanados (Marroquin, 2017, p. 27). Este fenómeno puede ser causado por razones externas, tales como:

- Cortocircuito en acometidas
- Conductores colgados
- Conductores rotos
- Vientos
- Mala calidad de fusible

Al realizar pruebas externas e internas de transformadores, se debe tener en cuenta lo siguiente: Prueba externa:

Inspección exterior:

- Tanque: Puede presentarse un abombamiento
- Bushings de baja tensión: Se observan daños evidentes.

Inspección interior:

- Núcleo: No presentara daño aparente.
- Devanados: En este caso, desplazamiento de los devanados de AT y BT, ligera carbonización del aislamiento, residuos visibles de conductores y aceite carbonizado.

En la Figura 4.4 se muestra los devanados de un transformador dañado por un cortocircuito externo.



Figura 4. 4 Devanados dañados producto de un cortocircuito externo

Fuente: (Erazo & Camacho, 1990)

Cortocircuito por primario, este fenómeno del transformador de distribución se debe principalmente a su falla de aislamiento. Esto suele ocurrir cuando el transformador no está sellado herméticamente y el aislamiento líquido se daña debido a la entrada de agua, lo que provoca un cortocircuito en el devanado de alta del

transformador. Esto se puede evitar aumentando el aislamiento del transformador y asegurándose de que esté correctamente sellado para garantizar su hermeticidad. (Mosqueta et al., s. f.)

4.5.3.1 Método preventivo de cortocircuito.

Las medidas para reducir los cortocircuitos secundarios pueden ser:

1. Reduzca la longitud del borde secundario para evitar demasiada distancia.
2. Utilice protección secundaria cuando este justificado y sea posible.
3. Instalar los cables adecuados a la carga.
4. Revisar y aplicar las prácticas aplicables para la selección de fusibles primarios para la protección de transformadores, según corresponda.
5. Estire los cables "colgados", e instale divisores si es necesario. Si los conductores están dañados, deben ser reemplazados.
6. En áreas boscosas, al instalar nuevas unidades secundarias, use cable revestido y el cableado debe seguir los procedimientos de poda.
7. Elimine los desechos de los cables.
8. Elimine los contactos falsos y las conexiones enchufadas en el cableado y concientice al personal (linieros e instaladores) sobre la importancia de las conexiones y puentes adecuados.
9. Si sospecha que el fusible no funciona satisfactoriamente, realice la prueba adecuada.

4.5.4 Problemas internos

Los efectos del daño interno no son visibles fuera del transformador. Es muy importante detectar la presencia de daño interno, ya que el riesgo aumenta significativamente a medida que avanza el daño. Las fallas internas ocurren simultáneamente en los lados de alta y baja tensión (Marroquin, 2017, p. 27) causadas principalmente por:

- Hay humedad dentro del dispositivo.
- Contactos falsos.
- Desconectar los terminales de salida.
- El nivel del aceite es bajo.

4.5.5 Manipulación inadecuada

Este tipo de error ocurre cuando el dispositivo no opera de manera correcta, ya que los cortes de energía se subsanan rápidamente. Estas soluciones no se enfocan en la causa raíz de la falla, sino que solo actúan de acuerdo a las necesidades del momento e ignoran las observaciones que provocarán consecuencias posteriores, como el deterioro de la vida útil del transformador (Marroquin, 2017, p. 27). Si se presentan fallas por manejo inadecuado, los transformadores tienen las siguientes características:

- Terminales de bajo voltaje sueltos y/o fundidas.
- Aisladores agrietados.
- Conectores agrietados.

4.5.6 Protección inadecuada

Los transformadores dañados por falta de protección se clasifican en este grupo y pueden presentar indicios de otra causa, ya que el equipo está sujeto a daños por falta de protección. Determinar que el equipo se ha estropeado por este motivo sólo se puede saber conociendo el verdadero estado del sistema de protección, ya que si está fuera de servicio o en mal estado, no se puede achacar a otra cosa la causa de la avería. No hay una característica específica en esta clasificación para identificar una falla de este tipo, ya que puede exhibir cualquier característica de falla vulnerable, como un cortocircuito, un rayo, etc (Marroquin, 2017, p. 27).

Causas externas:

- Fusible de capacidad insuficiente.
- Sistema de conexión a tierra dañado o inadecuado con contactos dañados o faltantes.
- Pararrayos inadecuados o dañados.

4.5.6.1 Método preventivo para una protección inadecuada

1. Seleccionar el fusible adecuado según la potencia del transformador.
2. Revise el pararrayos con regularidad.
3. Educar a los empleados sobre la importancia de la instalación adecuada del equipo de protección.

4.5.7 Humedad en el aceite

Esta falla ocurre debido al mal sellado de los tanques de almacenamiento, lo que reduce la rigidez dieléctrica del aceite y otros aislantes debido al ingreso de humedad (Marroquin, 2017, p. 27). Los siguientes puntos se pueden observar al realizar una inspección relevante del transformador:

Inspección externa:

- Tanque: manchas o goteos de aceite, juntas rotas o válvulas con fugas.
- Bushings: pueden tener conectores sueltos o agrietados.

Inspección interna:

- Aceite: miscible con agua.
- Núcleo: indica presencia de agua y óxido.
- Devanados: hay rastro de humedad.

En la Figura 4.5 se muestra el óxido que se presenta en un transformador debido a la falta de hermeticidad.



Figura 4. 5 Presencia de óxido debido a la falta de hermeticidad

Fuente: (Omega Electric, 2023)

4.5.7.1 Método preventivo para prevenir la humedad

1. Instruir a las personas que trabajan dentro del transformador que hagan esto, de lo contrario, el tanque puede deformarse o causar problemas de sellado.
2. Realice el mantenimiento preventivo del transformador si se detectan fugas de aceite durante la inspección de rutina.
3. Todos los transformadores de distribución, ya sean nuevos o reparados, deben someterse a prueba de fugas.

4.5.8 Contacto incorrecto debido al devanado de bajo voltaje

Las características de este tipo de falla son muy similares a una falla por sobrecarga. Este fenómeno puede ser causado por la combinación de cobre y aluminio. La acumulación de lodos es claramente visible en transformadores con dichos defectos, cuya principal característica es la intermitencia del servicio eléctrico, de lo que se quejan los consumidores (Marroquin, 2017, p. 27).

4.5.9 Otras Causas

Otro factor de las causas generadas, que no pueden incluirse en ningún otro grupo (Marroquin, 2017, p. 27). Siendo los más comunes de estos eventos, los comportamientos más importantes son los siguientes:

- Falla en el interruptor
- Falsos contactos
- Cortocircuito en alta voltaje
- Tensión de red incorrecta.
- Corrosión por contaminación; se inspecciona de forma externa.
- Tanque: Pueden ocurrir daños como abolladuras y corrosión.
- Bushings de baja tensión: Pueden tener porcelana rota o no tener daños visibles, o pueden estar contaminados.

Nuevamente, durante la inspección interna, se observa que:

- Aceite: residuo de carbón, color oscuro y olor peculiar.
- Núcleo: puede contener residuos de carbono.
- Devanados: pueden aparecer líneas discontinuas o sobrecalentamiento de los terminales de los devanados de baja tensión.

4.5.9.1 Métodos preventivos para prevenir otro tipo de causas

Consideraciones para prevenir estos tipos de fallas:

1. Seguir el plan de mantenimiento preventivo en la red de distribución.
2. Obtenga la mayor cantidad de información posible para analizar la causa de la falla en detalle, determinar la causa y poder tomar las acciones correctivas apropiadas.
3. Comprobar que los espacios libres eléctricos y del lado secundario se mantienen en condiciones de viento máximo.
4. Durante una inspección detallada, busque cuidadosamente objetos que no sean fácilmente visibles y que puedan entrar en contacto con los

cables; contaminación u otro material en el aislamiento y, a veces, una mayor humedad que contribuye al destello del aislamiento. (Camacho, 2009)

4.6 Principales pruebas a las que se someten los transformadores de distribución

Para determinar las fallas de los transformadores de distribución se debe crear un programa para ayudar a la causa del diagnóstico correcto, ya que se toman las fallas más comunes para reducir su ocurrencia. Su propósito es impulsar a las personas que interfieren directamente con la operación y el mantenimiento del transformador de distribución de energía para que tengan tanta información como sea posible para promover y optimizar los materiales y los recursos humanos para que puedan dar más confianza en la fuente de energía. Sin embargo, también deben probarse cuando se envían directamente desde la fábrica para garantizar un funcionamiento adecuado en el sistema de distribución de energía.

Al momento de recibir un transformador es de vital importancia verificar que el transformador llegue en perfectas condiciones, preferentemente antes de descargar, ya que durante el transporte corren el riesgo de sufrir daños. Todos los transformadores son revisados y probados en la fábrica y llevan la etiqueta de aprobación por control de calidad y permitir la operación del servicio. Sin embargo, cuando llegan al taller, se vuelven a probar para verificar que puedan brindar un buen servicio de manera adecuada, ya que en algunos casos han causado problemas durante las pruebas antes de su primera puesta en servicio (Marroquin, 2017, p. 35).

4.6.1 Prueba de rigidez dieléctrica del aceite del transformador

Esta prueba de aceite es una de las más comunes, ya que permite conocer la tensión de ruptura del soporte de aceite, además, revela cualitativamente la resistencia instantánea de la muestra de aceite al paso de la corriente y la humedad, la suciedad y los conductores fijos suspendidos

Como todos sabemos, en los transformadores sumergidos en aceite, el aceite tiene dos funciones: refrigerante y aislante.

En cuanto a la función del aislante, cuando alcanza un cierto valor, es necesario obtener los valores de voltaje necesarios para su óptima operación. Esta prueba se puede realizar en un electrodo plano o semi-esférico y el diámetro y la separación del diámetro y la separación del tipo de prueba se pueden realizar. La prueba se realiza cinco veces, se ignoran las medidas más grande y pequeña, y las tres restantes se consideran válidas. Para transformadores de distribución, la tensión de corte debe ser de 25 kV. Este valor varía según el tipo de electrodo. Para electrodos hemisféricos, el paso es de 1,016 mm y el plano de 2,54 mm. Los electrodos y tubos deben estar absolutamente limpios, preferiblemente enjuagando con bencina, bencina o un solvente adecuado para eliminar toda el agua hasta que queden libres de fibras, de lo contrario, las copas deben ser prelavadas con el mismo aceite que se aplicará. muestra. El aceite debe tomarse de la parte inferior del transformador (ya que esta parte probablemente contiene la mayor cantidad de impurezas). La evaporación de la gasolina de los electrodos los enfría lo suficiente como para condensarse en la superficie. Por lo tanto, inmediatamente después del último enjuague con gasolina, se debe llenar la copa con el aceite a probar. Para reducir la absorción de humedad, la temperatura del recipiente de prueba y del aceite debe ser igual a la temperatura ambiente durante la prueba. La temperatura ambiente no debe ser inferior a 20 °C.

El valor de voltaje promedio al que se debe calcular la ruptura dieléctrica (este promedio será representativo de cada muestra). Siempre que ninguna prueba se desvíe en más de 5 kV, el promedio de cada prueba es válido; si hay diferencias mayores, se deben realizar más pruebas con muestras nuevas. La calificación promedio general debe calcularse sobre la base del valor promedio de cada muestra en tres muestras (representante de la prueba media). Si el valor es de 25 kV (valor mínimo), es aceptable para su condición (Marroquin, 2017, p. 27).

4.6.2 Prueba de resistencia de aislamiento

Esta prueba se utiliza para evaluar y juzgar el estado de aislamiento de los devanados de transformadores, autotransformadores y reactores, se recomienda detectar humedad y suciedad en los mismos para garantizar que el aislamiento del transformador bajo prueba cumpla con la resistencia mínima cuando se verán afectados. y verifique sus

devanados. Conexión insuficiente entre tierra y tierra para garantizar que el producto esté bien diseñado y libre de defectos.

La resistencia de aislamiento es un término utilizado para definir la relación del potencial de CC aplicado al devanado dividido por la corriente que fluye a través del devanado algún tiempo después del inicio de la prueba, esto es muy importante para la prueba ya que solo trata de medir la corriente que fluye a través y sobre la superficie aislante. La medición de la resistencia del aislamiento se usa para determinar la condición de los aislamientos y, por lo tanto, si pueden soportar la tensión dieléctrica causada por una prueba aplicada o un voltaje operativo.

Se mide en megaohmios, y alcanzar un valor bajo no necesariamente indica un defecto en el aislamiento (ya sea en su construcción o uso), sino que hay polvo o humedad en el aislamiento que limita el correcto funcionamiento del dispositivo. el dispositivo. La medición de la resistencia de aislamiento se realiza con un medidor de resistencia de aislamiento, comúnmente llamado "megóhmetro", que consiste básicamente en una fuente de alimentación de CC y un megaóhmetro.

La potencia de la fuente de alimentación de CC suele ser baja y su propósito es ver el estado del aislamiento; es decir, es un ensayo indicativo no destructivo y no se deteriora incluso cuando el aislamiento es débil. Si hay algún problema con el aislamiento, se desmonta el transformador y se coloca en un horno para eliminar la humedad (Marroquin, 2017, p. 37).

El transformador bajo prueba debe cumplir con las siguientes condiciones:

- Durante el uso, todos los devanados se sumergen en líquido aislante.
- Todos los devanados de la misma tensión están en cortocircuito.
- Todas las boquillas o terminales deben estar instaladas durante la prueba.

La temperatura de bobinado recomendada es la más cercana a 20°C.
Instrucciones de la prueba: Se deben tomar las siguientes precauciones antes de comenzar la prueba:

1. El transformador ante cualquier circuito eléctrico, deber estar desconectado.
2. El Megger debe colocarse sobre una superficie firme y nivelada. Es muy práctico evitar la presencia de grandes cantidades de hierro y campos magnéticos cerca del dispositivo, ya que esto puede provocar lecturas incorrectas.
3. El instrumento debe comprobarse y calibrarse comprobando las posiciones cero e infinito del puntero. Para verificar el infinito, basta con operar el Megger con terminales abiertas durante algún tiempo hasta que el puntero alcance la posición máxima, que debería ser el infinito. Al realizar una calibración cero, debe conectar los terminales del instrumento para alinearlos.
4. Tenga en cuenta que la cubierta del terminal de prueba de los cables está en buenas condiciones, para evitar posibles errores durante la prueba y garantizar la seguridad de la persona quien realiza la prueba.

4.6.2.1 Procedimiento para realizar la prueba de resistencia de aislamiento

El devanado de la resistencia a probar se conecta a la terminal de línea del megóhmetro, y los otros devanados y tanques se conectan a la terminal de tierra del megóhmetro. Aplique el voltaje de prueba y obtenga la lectura deseada. La resistencia de aislamiento varía con el voltaje aplicado y cualquier comparación debe hacerse con el mismo voltaje. No hay ninguna razón por la que la prueba no se pueda realizar mientras el transformador está funcionando. La resistencia de aislamiento es un indicador útil de si un transformador está en condiciones adecuadas para la prueba dieléctrica. El ensayo se realiza midiendo la resistencia de aislamiento de los devanados de alta y baja tensión, del devanado de alta tensión a tierra y del devanado de baja tensión a tierra como se muestra en la Figura 4.6 (Marroquin, 2017, p. 27).



Figura 4. 6 Realización de la prueba de resistencia de aislamiento con el Megger

Fuente: (Jama, 2019)

4.6.2.1.1 Prueba de alta tensión contra baja tensión

Para la realización de esta prueba se procede a conectar el transformador como se muestra en la Figura 4.7.

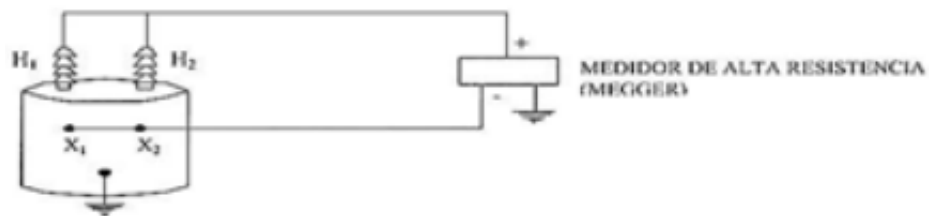


Figura 4. 7 Prueba de alta tensión contra baja tensión

Fuente: (Raull, 2001)

A continuación, se detallan los pasos para implementarlo.

1. Cortocircuito para todos los terminales de alto voltaje.
2. Conecte el terminal de línea de Megger a uno de los terminales de alto voltaje.
3. Cortocircuito en todos los terminales de baja voltaje.
4. Conecte el terminal de tierra del Megger a uno de los terminales de bajo voltaje.
5. Ajustar el interruptor de tensión del megóhmetro de acuerdo con la tensión del devanado bajo prueba, teniendo en cuenta que la tensión de prueba no debe exceder la tensión de trabajo del devanado bajo prueba.

6. Gire el mango de Megger a una velocidad constante (hasta que alcance aproximadamente tres revoluciones por segundo) durante aproximadamente 60 segundos hasta que la aguja se estabilice y lea como se indica.
7. Registre las lecturas obtenidas en el formato apropiado.
8. También tenga en cuenta en el formato que la lectura en la segunda columna se multiplica por una constante correspondiente a la escala de voltaje utilizada, este factor se puede encontrar en el selector de voltaje del dispositivo.
9. Dado que la temperatura tiene un efecto directo sobre la resistencia de aislamiento, debe tenerse en cuenta al realizar las pruebas y corregirse de acuerdo con el factor de corrección aplicado en el formato apropiado, es decir, la temperatura del transformador debe ajustarse a 75°C , la temperatura aproximada de funcionamiento.
10. Anote dicho factor de corrección en el formato descrito y multiplíquelo por el valor de la resistencia de corrección a 75°C .
11. Los resultados deben seguir la regla general de un megaohmio por ohmio. Voltaje del transformador en kilovoltios. Por ejemplo, un transformador de 23 kV (primario) debe tener una resistencia de aislamiento de al menos 23 megaohmios a 75°C (Marroquin, 2017, p. 39).

4.6.2.1.2 Prueba de alta tensión contra baja tensión más tanque a tierra

Para la realización de esta prueba se procede a conectar el transformador como se muestra en la Figura 4.8.

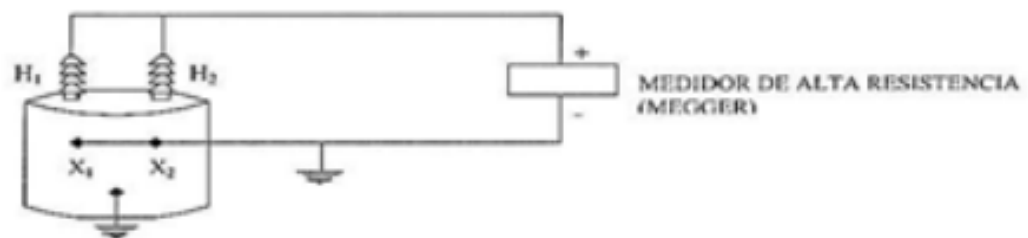


Figura 4. 8 Prueba de alta tensión contra baja tensión más tanque a tierra

Fuente: (SYSE, 2011)

A continuación, se explican los pasos para la realización de esta manera:

- 1.** Conectar en cortocircuito todas las boquillas o terminales de alta tensión.
- 2.** Conectar el terminal de línea a una de las boquillas de alta tensión.
- 3.** Conectar todas las boquillas de baja tensión en cortocircuito y a tierra con el tanque del transformador.
- 4.** Conectar el terminal de tierra a una de las boquillas de baja tensión.
- 5.** Colocar el conmutador de tensión del Megger de acuerdo a la tensión del devanado a probar, tomando en cuenta que el voltaje de prueba no debe exceder el voltaje de trabajo del devanado sujeto a prueba.
- 6.** Girar la palanca del Megger a velocidad constante, (hasta llegar a unas tres revoluciones por segundo) durante aproximadamente 60 segundos, hasta que se estabilice la aguja y tomando dicha lectura, fijándose en qué escala del aparato se está haciendo la prueba, en caso de que la escala utilizada no sea suficiente. Pasar a la escala de mayor rango.
- 7.** Anotar la lectura obtenida en el formato correspondiente.
- 8.** Anotar asimismo en el formato, la lectura multiplicada por la constante correspondiente a la escala de voltaje que se utiliza, dicho factor se encuentra en el selector de voltaje del aparato.
- 9.** Como la temperatura influye directamente en la resistencia de aislamiento, esta deberá tomarse en cuenta al hacer la prueba y corregirse de acuerdo a los factores de corrección que se anexan en el formato correspondiente, o sea que la temperatura del transformador se deberá corregir a 75°C que sería la temperatura aproximada de trabajo.
- 10.** Anotar el factor de corrección en dicho formato y multiplicarlo por el valor multiplicado de resistencia, lo cual nos dará el dato de prueba.
- 11.** El valor obtenido deberá de cumplir con la regla empírica de un megaohms por cada kilo Volts correspondiente a la tensión del transformador. Por ejemplo, para

un transformador de 23 kV primarios se deberá tener como mínimo una resistencia de aislamiento de 23 megaohms referidos a 75 °C (Marroquin, 2017, p. 40).

4.6.3 Prueba de relación de transformación

Esta prueba facilita conocer la relación de transformación real del transformador, puede brindar información sobre la ubicación de las tomas y si hay algún cambio en los devanados de alta y baja tensión, ya que la relación de transformación cambia cuando hay un problema con el transformador

La prueba de relación de transformación se lleva a cabo a tensión nominal e inferior, frecuencia nominal y condiciones superiores y sin carga. Además, esta prueba da una idea de la polaridad con la que se conectan los transformadores en el banco (Marroquin, 2017, p. 27). Dentro de ello, existen tres métodos para medir la relación de transformación:

4.6.3.1 Método del divisor patrón

En este método, se conecta un potenciómetro entre los terminales de los devanados del transformador, como se muestra en la Figura 4.9. El elemento detector (galvanómetro) está conectado entre el punto variable del potenciómetro y uno de los devanados. Cuando el detector apunta a cero, la relación de resistencias R_1/R_2 representa la relación de transformación (Marroquin, 2017, p. 27).

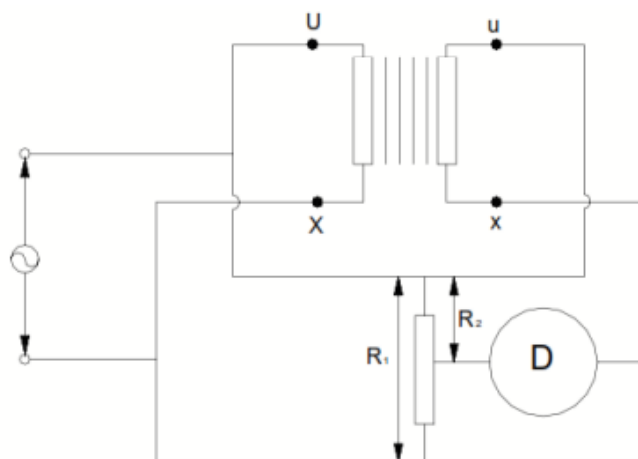


Figura 4. 9 Conexión para el método del divisor patrón

Fuente: (Mina-Casaran et al., 2019)

4.6.3.2 Método del voltímetro

El método del voltímetro consiste en aplicar un voltaje sinusoidal de valor conocido al devanado de mayor voltaje y medir este voltaje y el voltaje que aparece en el segundo devanado a través de un voltímetro y un transformador adecuados. La relación entre las dos tensiones es una relación de transformación (Marroquin, 2017, p. 27).

4.6.4 Prueba de vacío y prueba de cortocircuito

Ambas pruebas deben realizarse en un banco de pruebas. La prueba de vacío se realiza con voltaje nominal en el lado alto o en el lado bajo, generalmente en el lado bajo para servicios públicos. Proporciona conocimiento de pérdidas y corrientes de vacío en el núcleo. Si el transformador se daña durante esta prueba, la corriente sin carga tiende a ser infinita y el banco de pruebas se dispara.

El esquema de ejecución de la prueba de vacío se muestra en la Figura 4.10. Es claro que esta prueba debe respetar la ubicación del instrumento de medición (Marroquin, 2017, p. 27).

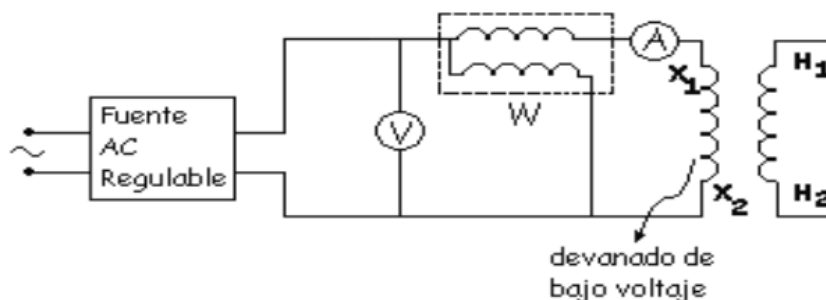


Figura 4. 10 Esquema de conexión para la prueba de vacío

Fuente: (Pozueta, 2018)

Para la demostración del cortocircuito, se aplica un alto voltaje de forma que circule por la corriente nominal de los devanados, con el fin de conocer las pérdidas de cobre en los devanados y el voltaje del cortocircuito. El esquema para realizar la prueba se muestra en la Figura 4.11.

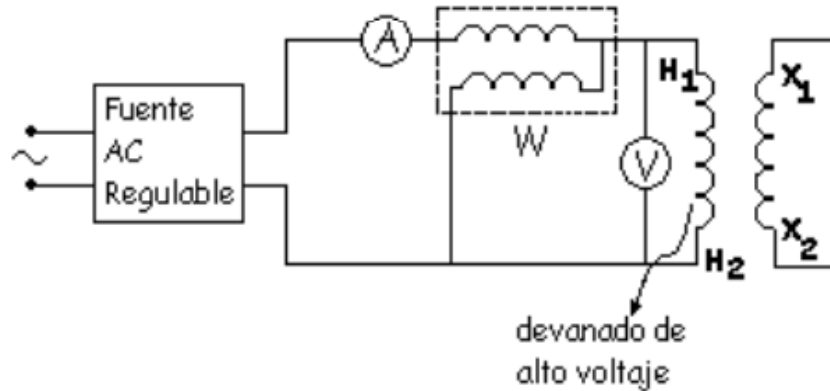


Figura 4. 11 Esquema de conexión para la prueba de cortocircuito

Fuente: (Pozueta, 2018)

4.6.5 Prueba de potencial a frecuencia nominal

Este tipo de prueba se considera también como una prueba de aislamiento y se lleva a cabo a través de un transformador de potencial. Para efectuar la misma se aplica un potencial al devanado de alto voltaje y se conecta a tierra al devanado de bajo voltaje y luego se realiza de forma inversa, o sea, se le aplica el potencial al devanado de bajo voltaje y se conecta a tierra el de alto voltaje, y da la medida del aislamiento que posee el transformador entre alto voltaje y bajo voltaje, bajo voltaje y tierra, y alto voltaje y tierra (Marroquin, 2017, p. 27). Los voltajes a aplicar en dicha prueba a los transformadores son los siguientes:

- En caso de transformadores nuevos se puede aplicar hasta 34 kV por el devanado de alto voltaje (7000V ó 19000V) y 10 kV por el devanado de bajo voltaje (120/240V ó 240/480V).
- En caso de transformadores de uso se puede aplicar hasta 27 kV por el devanado de alto voltaje y 4kV por el devanado de bajo voltaje.

3.6.6 Prueba de hermeticidad del transformador

Esta prueba brinda una idea acerca del grado de hermeticidad del transformador, o sea, si este se encuentra herméticamente sellado o no, y se realiza con una bomba de vacío. Por lo general, casi todos los transformadores, vienen procedentes de la fábrica, con problemas de hermeticidad, lo cual con el transcurso del tiempo provoca una posible falla. Esta prueba actualmente no se está realizando en la Empresa Eléctrica, aunque debería

retomarse su uso para tratar de prevenir las fallas debido a baja hermeticidad (Marroquin, 2017, p. 47).

4.6.7 Prueba de polaridad

Esta prueba se recomienda solo para transformadores que han sido desarmados para su reparación para verificar que las terminales estén marcadas o identificadas sin error. Se utiliza para determinar la disposición física del primario o los devanados en relación con el secundario, es decir, para saber si están enrollados en la misma dirección. El circuito utilizado para las pruebas se muestra en la Figura 4.12 a continuación.

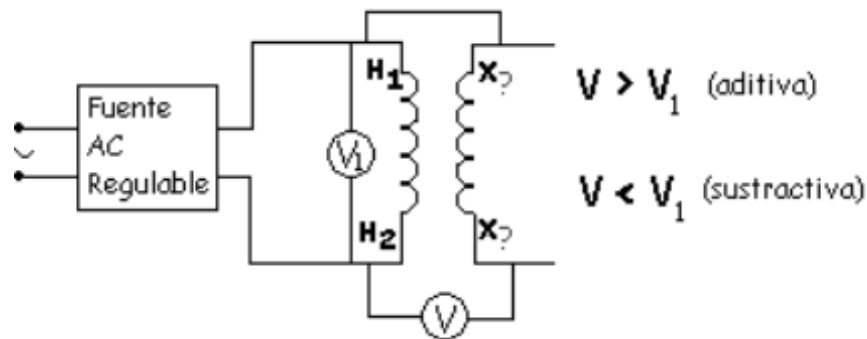


Figura 4. 12 Esquema para la prueba de polaridad

Fuente: (Pozueta, 2018)

La Figura 4.12 muestra que es impulsado por el devanado de alto voltaje a un voltaje que puede convertirse en el voltaje nominal, y se toma la lectura correspondiente con el voltímetro que se muestra. La polaridad es aditiva, si la flecha indicadora normalmente apunta al signo impar (en la dirección de H_1) y si el voltaje leído por el voltímetro V es mayor que el voltaje aplicado por la fuente y leído por V_1 , entonces los voltajes se suman, por lo que la flecha indica polaridad secundaria, apunta hacia abajo y debe apuntar a la terminal X_1 .

Por el contrario, si la magnitud de la tensión registrada por el voltímetro V es menor que la suministrada por la fuente de corriente, significa que se resta la tensión en el devanado. Por lo tanto, el tornillo indicador de polaridad del devanado secundario debe mirar hacia arriba y reflejar el terminal X_1 .

Así, el extremo impar del secundario X1 corresponde a su extremo superior, y X2 será su extremo inferior. En este caso, se dice que el transformador tiene despolarización. Una vez finalizada la prueba, se etiquetan los terminales.

Si se utiliza un TTR para realizar esta prueba, la polaridad de los devanados se puede obtener directamente (Marroquin, 2017, p. 48).

4.7 Informe de mantenimiento y control de transformadores en CNEL EP – Unidad de Negocios Guayaquil (Planta Sur)

En este informe se menciona las actividades realizadas por el personal técnico, relacionado con los mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de los transformadores de distribución de la empresa CNEL EP, del mes de diciembre del año 2022, planta sur de la ciudad de Guayaquil (Vinuesa, 2023, p. 1)

Dentro de las actividades diarias que se realizan en el Taller respecto al mantenimiento de los transformadores tenemos lo siguiente:

1. Ajustes y apriete de las conexiones internas de los transformadores.
2. Limpieza o cambio de los aisladores de MT y BT.
3. Filtración o cambio del aceite dieléctrico.
4. Pulverización e ingreso de la bobina al horno para eliminar humedad.

En lo que respecta a las pruebas de protocolo de los transformadores tipo tanque y tipo pedestal que se realizan en el laboratorio, tenemos lo siguiente:

1. Medición de resistencia de aislamiento en cada uno de los devanados.
2. Medición de resistencia en el bobinado.
3. Medición de relación de transformación.
4. Pruebas de pérdidas de cortocircuito.
5. Pruebas de pérdidas de circuito abierto.

6. Pruebas de continuidad.

En el mes de diciembre ingresaron 47 transformadores al Taller, a esta cantidad se adicionan 5 transformadores pendientes de revisar de meses anteriores, sumando un total de 52 transformadores.

Adicional, se revisaron 46 transformadores de los cuales 31 fueron reparados (actualmente se encuentran operativos), 5 fueron dados de baja por haber cumplido su ciclo de vida útil (FVU), 5 fueron dados de baja por daño permanente, 0 se dio de baja por tener un alto contenido de PCB y 5 fueron revisados para determinar si cumplen con los protocolos de prueba de fabricación. Por lo tanto, para finales del mes quedaron 6 transformadores pendientes por revisar (Vinueza, 2023, p. 1).

3.7.1 Diagnóstico de transformadores

Desde hace más de 40 años, se dispone de un método confiable y económico que, sin perturbar el funcionamiento normal del transformador, brinda datos que pueden informar la existencia de incluso una potencial falla, dando tiempo para desarrollar un objetivo y evitar pérdidas de producción. La técnica es la misma idea utilizada en medicina. El aceite aislante del transformador es como sangre en el cuerpo en todas partes. Si en algún momento hay un calentamiento anormal (temperatura superior a 140°C) o falta de homogeneidad del aislamiento que provoque descargas eléctricas, el aceite aislante se descompone y produce productos que quedan disueltos en el aceite (hidrógeno, metano, etano, etileno, acetileno, carbón, óxidos). El nivel de estos compuestos se puede determinar tomando una muestra del aceite y analizándola por cromatografía de gases.

La norma IEC 60599 de la Comisión Electrotécnica Internacional define pautas para la interpretación de los resultados del análisis para identificar tipos de fallas en transformadores con aislamiento de aceite mineral. También la experiencia recogida por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos. empresa En el caso de transformadores con aislamiento de silicona, permiten identificar tipos de fallas.

Las acciones que toma un propietario cuando se enfrenta a un diagnóstico son críticas para evitar incidentes mayores, así que actúe rápidamente antes de que la

información disponible ya no sea útil debido a daños permanentes y pérdida de producción (Matilde, 2015, párr. 12).

En la Tabla 4.4, se muestra la cantidad de transformadores revisados en Planta Sur en base a su diagnóstico:

Tabla 4. 4 Diagnostico de transformadores en el 2022

MES	DIAGNOSTICO DEL TRANSFORMADOR					TOTAL REVISADOS
	BUEN ESTADO	FIN DE VIDA UTIL	DAÑO PERMANENTE	PCB	NUEVOS	
ENERO	48	3	3	0	3	57
FEBRERO	80	15	39	0	0	134
MARZO	48	5	15	0	0	68
ABRIL	80	15	50	0	8	153
MAYO	41	4	12	0	9	66
JUNIO	56	26	2	10	10	104
JULIO	100	19	6	0	4	129
AGOSTO	55	21	11	4	9	100
SEPTIEMBRE	57	51	9	1	1	119
OCTUBRE	56	26	9	0	3	94
NOVIEMBRE	37	15	5	0	15	72
DICIEMBRE	31	5	5	0	5	46
TOTAL REVISADOS	689	205	166	15	67	1142

Fuente: (Cnel Ep, 2022)

Nota: En el año 2022 se revisaron un total de 1142 transformadores.

Servicio especializado para realizar las mediciones de la calidad de energía eléctrica, monitoreo, cálculo de índices y diagnóstico, para identificación de posibles soluciones en subestaciones, transformadores, alimentadores, en el sistema de CNEL EP de Guayaquil.

4.7.2 Trabajos realizados en transformadores

Del total de trabajos realizados en el taller, la actividad relacionada con la limpieza y reparación de los aisladores de baja tensión tienen un alto porcentaje de acciones realizadas por el personal técnico, rehabilitando nuevamente el terminal que viene deteriorado.

Las actividades realizadas en el mes de diciembre y la cantidad acumulada en el año 2022 se detallan según la Tabla 4.5, que se muestra a continuación:

Tabla 4. 5 Trabajos realizados en los transformadores

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD DICIEMBRE	CANTIDAD ACUMULADA AÑO 2022
1	Aceite filtrado, núcleo pulverizado.	7	187
2	Aceite cambiado Nuevo	1	49
3	Transformadores pintados	23	442
4	Breaker anulado	0	64
5	Breaker reparado.	10	200
6	Breaker nuevo - instalados	2	24
7	Breaker nuevo - reemplazados	0	46
8	Bushing de baja tensión cambiado (nuevo)	0	81
9	Bushing de baja tensión reparado.	46	1091
10	Bushing de media tensión cambiado (nuevo)	0	6
11	Guantes probados	6	24
12	Mangas probadas	0	5

Fuente: (Cnel Ep, 2022)

4.7.3 Pruebas de PCB

Las pruebas de PCB en los transformadores se presentan en la Tabla 4.6 donde se detalla por cada mes del año de 2022 las pruebas PCB realizadas a los diferentes transformadores y los tanques con aceite dieléctrico:

Tabla 4. 6 Pruebas PCB en los transformadores

REPORTE ANUAL DE PRUEBAS COLORIMETRICAS				
MES	TRANSFORMADORES		TANQUES CON ACEITE DIELECTRICO	
	NO PCB	POSIBLEMENTE PCB	NO PCB	POSIBLEMENTE PCB
Enero	11	0	0	0
Febrero	10	2	0	0
Marzo	6	1	0	0
Abril	29	0	0	0
Mayo	13	4	0	0
Junio	35	0	32	0
Julio	21	0	0	0
Agosto	20	3	0	0
Septiembre	27	5	0	0
Octubre	9	0	0	0
Noviembre	24	1	0	0
Diciembre	7	0	1	0
Total	212	16	33	0

Fuente: (Cnel Ep, 2022)

En el año 2022, de los 1142 transformadores que han sido revisados por parte del personal técnico del área de mantenimiento, podemos concluir lo siguiente:

Se detectaron 212 transformadores con una baja concentración de PCB (No PCB) y 16 transformadores Posiblemente contaminados con PCB.

Ingresaron al taller 763 transformadores con stikers cuya leyenda es No Pcb (no hubo necesidad de realizar prueba colorimétrica) y 31 transformadores ingresaron con leyenda de Posiblemente contaminado.

Se contabilizaron 119 transformadores catalogados como No Pcb, que son aquellos transformadores en la cual no hubo la necesidad de realizar pruebas colorimétricas debido a que el año de fabricación de estos equipos son iguales o superiores al año 2014.

Además, se contabilizó 1 transformador el cual no poseía aceite dieléctrico.

4.7.3.1 Análisis PCB

Conocer el contenido de PCB en el aceite de los transformadores es fundamental para el inventario de equipos eléctricos, de acuerdo con las normas establecidas por cada organismo ambiental. Pero también es fundamental elegir el tipo de tratamiento a realizar.

4.7.3.1.1 Análisis cuantitativos

Son pruebas cromatográficas analíticas utilizadas para determinar y cuantificar la presencia de PCB y medir la concentración de PCB en diversas matrices. Miden la concentración de PCB en partes por millón (ppm). La cromatografía de gases es una técnica utilizada para separar compuestos volátiles de una muestra. La fase móvil es un gas inerte (nitrógeno o helio) que transporta la muestra evaporada en la jeringa, a través de la columna cromatográfica. Los diferentes compuestos se separan según su grado de volatilidad (punto de ebullición, peso molecular) y su afinidad por la fase estacionaria. Entre los detectores más utilizados se encuentra el ECD (electrón capture detector = detector de captura de electrones). Este detector es muy selectivo y sensible a la presencia de moléculas que contienen halógenos, principalmente cloro, como los bifenilos policlorados o ciertos pesticidas.

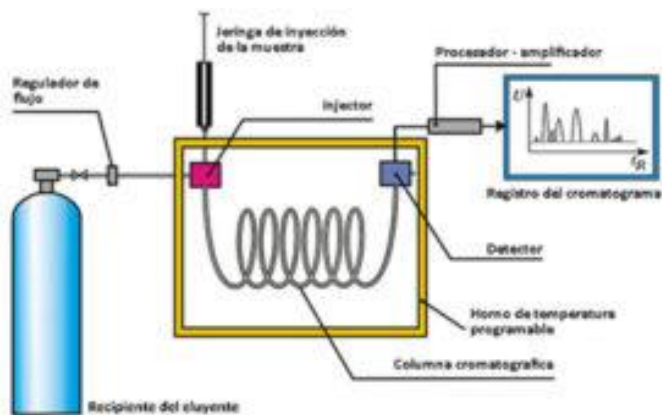


Figura 4. 13 Análisis cuantitativos de las pruebas PCB

Fuente: (Pozueta, 2018)

Nota: En la empresa CNEL EP se utiliza la Norma ASTM D 877A-02 “método de prueba estándar para tensión de ruptura dieléctrica de líquidos aislantes utilizando electrodos de disco.



Figura 4. 14 Cromatógrafo de la empresa Cnel EP Guayas (Planta Sur)

Fuente: Autor

4.7.3.1.2 Análisis semicuantitativo

El analizador de cloruro es una opción fácil de usar para el análisis de PCB y otros compuestos orgánicos clorados en cuatro plataformas: superficies metálicas, agua, suelo y aceites de transformadores.

El principio básico es medir la cantidad total del nivel de clorado en una muestra y asimilarlo a la concentración equivalente del objetivo esperado. Las muestras se extraen y se hacen reaccionar con reactivo de sodio para eliminar el cloro unido covalentemente del analito, convirtiéndolo en cloruro inorgánico. Luego, el cloruro resultante se detecta y cuantifica usando un electrodo específico de iones de cloruro. El grupo tiene programas de conversión, para la mayoría de los pesticidas y solventes clorados.

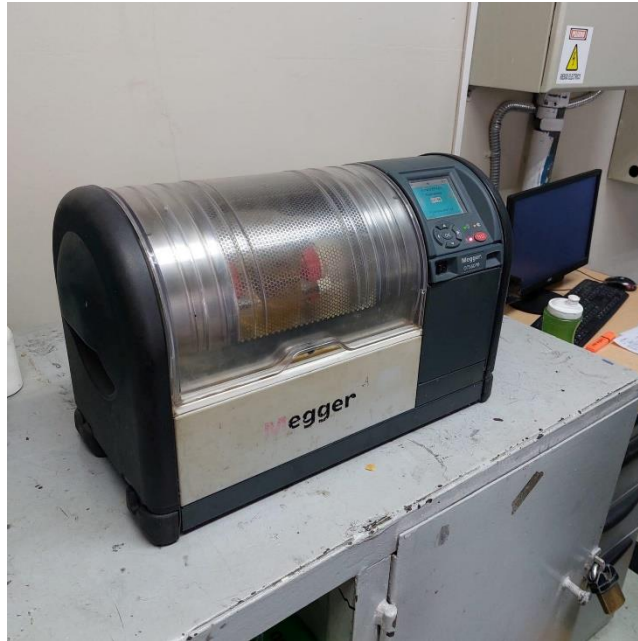


Figura 4. 15 Prueba de aceite dieléctrico tipo OTS80PB, marca Megger

Fuente: Autor

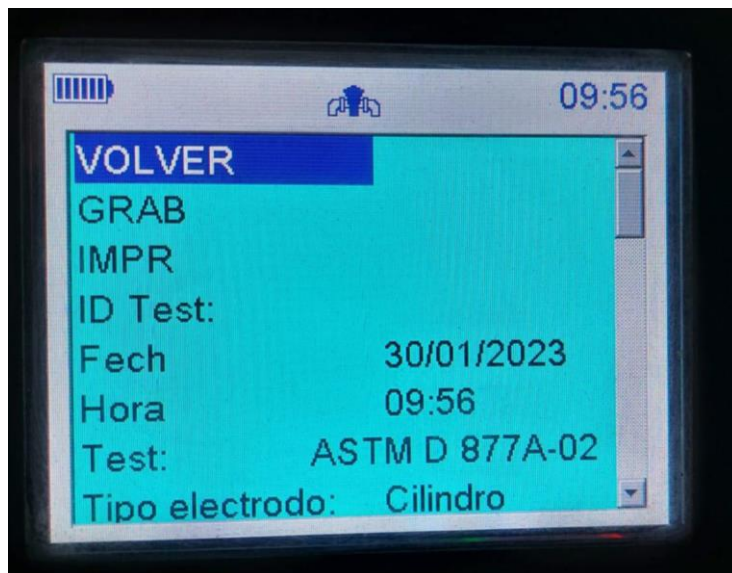


Figura 4. 16 Test de Megger (aceite dieléctrico) norma ASTM D 877 A-02

Fuente: Autor



Figura 4. 17 Resultados de la prueba de Megger (aceite dieléctrico)

Fuente: Autor

4.7.3.1.3 Análisis cualitativo

Estas son pruebas analíticas con escaneo colorimétrico (detección) para medir la presencia de iones de cloruro y, por lo tanto, la probabilidad de que haya un PCB presente. Pueden ser positivos (con iones de cloruro) o negativos (sin iones de cloruro).



Figura 4. 18 Resultados de la prueba de Megger (aceite dieléctrico), en base a su estado color

Fuente: Autor

4.7.3.2 Función de los PCB en aceites aislantes

Debido a su alto contenido de cloro, los PCB han demostrado ser compuestos efectivos cuando se trata de aceites aislantes, ya que aumentan las propiedades ignífugas, razón por la cual la mayoría de los transformadores de alto potencial están contaminados. Se utilizan en áreas industriales donde las concentraciones de cloro son más altas. peligro de incendio.

4.7.3.3 Clasificación de PCB por concentraciones límites

La existencia de una clasificación de los PCB's según su concentración límite en el aceite es importante porque es a través de ella que se determinarán las medidas necesarias para proceder a su eliminación. Algunos países desarrollados han declarado que los transformadores que contienen 50 ppm de PCB son el estándar que se toma al publicar los reglamentos para estos productos; En el caso de transformadores con contenido de PCB superior a 50 ppm en su composición de aceite, las medidas tomadas incluyen el manejo, disposición final y almacenamiento, así como el mantenimiento de los equipos contaminados y que aún se encuentran en funcionamiento. (MAE, 2015)

Según partes por millón encontradas en aceite, PCB tienen la siguiente clasificación:

- > 500 ppm = Sustancia considerada PCB puro.
- Si la sustancia está entre 50 y 500 ppm, se considera Contaminación con PCB.
- Si está entre 5 y 50 ppm, podría ser una sustancia contaminada.
- Con < 5 ppm, la sustancia se considera libre de PCB.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

El presente trabajo de investigación, tuvo como objetivo principal investigar las fallas de los transformadores de distribución, los tipos de enfriamiento y conexiones que se puede emplear en los transformadores mediante fuentes de información y así conocer sus componentes dieléctricos, térmicos y mecánicos que son los más utilizados en la operación del servicio eléctrico.

Se dio a conocer los análisis técnicos, a fin de comprender los fenómenos eléctricos y mecánicos que definen el comportamiento de estos equipos, complementando un aporte al desarrollo de estos equipos, para un buen mantenimiento preventivo y correctivo, que disminuyan la probabilidad de ocurrencia de fallas que garanticen mejoras en los sistemas de distribución de energía eléctrica. Se desarrollo las pruebas de aceite o rigidez dieléctrica mediante la NORMA ASTM D 877A-02, en donde se dio a conocer sus resultados, si el sistema es apto para la operación y servicio.

Las pruebas de tensión mecánica indicaron el envejecimiento o deterioro del papel aislante del equipo en un estudio por tiempo de servicio, lo cual nos permitirá establecer la vida útil de los transformadores de distribución, es una técnica muy importante para el diagnóstico de fallas de estos equipos, ya que son resultados que contribuyen al sector eléctrico y disminuyendo la probabilidad de ocurrencias de fallas. Tanto en su nivel de temperatura, sus componentes, ya que se realiza la respectiva la operación de mantenimiento y el buen manejo de detección de donde existe dichas fallas antes de operar su servicio.

5.2 Recomendaciones

Para transformadores de potencia se recomienda realizar por lo menos una vez al año pruebas eléctricas de campo (TTR, resistencia de aislamiento y resistencia de devanados como mínimo) para detectar y prevenir anomalías.

Después de identificar las posibles causas de fallas se debe hacer énfasis en el tipo de transformador. Por ejemplo, los transformadores en aceite presentan fallas, en su mayoría, por sobrecargas prolongadas o al deterioro del aceite dieléctrico.

Se debe diagnosticar, dependiendo de la norma de fabricación de cada caso, porque las temperaturas aceptadas cambian; la norma ANSI- por ejemplo, permite una temperatura máxima para el aceite de 90 °C y 110 °C, para el punto más caliente. En donde nos resulta identificar su nivel de voltaje/tensión en operación del servicio eléctrico.

REFERENCIAS

- Alvarez, J. (2011). *Transformadores*.
https://frrq.cvg.utn.edu.ar/pluginfile.php/6735/mod_resource/content/1/7_transformador.pdf
- Aquino, D., & Zuñiga, C. (2018). *Diseño y construcción de un transformador monofásico de distribución 15KVA tipo tanque para el laboratorio de alta tensión de la UPS - GYE*.
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/15473/1/UPS-GT002092.pdf>
- Area Tecnológica. (2023). *Transformador*.
<https://www.areatecnologia.com/electricidad/transformador.html>
- Avelino, P. (2012). *Transformadores de distribución* (3.^a ed.).
https://www.reverte.com/libro/transformadores-de-distribucion-3-ed_89201/
- Berizzo, R. (2020). *La historia del transformador eléctrico*.
https://www.editores.com.ar/autor/ricardo_berizzo/20201006_la_historia_del_transformador_electrico
- Camacho, P. (2009). *Diseño de un Plan Modelo de Mantenimiento para Edificios del ICE*.
- Campos, R. (2021). *Aluminio y Cobre—Comparación—Propiedades*. Material Properties.
<https://material-properties.org/es/aluminio-y-cobre-comparacion-propiedades/>
- Cañizares, P. (2000). *ESTUDIO DE LOS SOBREVOLTAJES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN*.
- Castro, W., & Andrade, A. (2019). *Análisis de un sistema trifásico de transformadores en conexión Y - D*.
- Deorsola, M., & Morcelle del Valle, P. (2017). *Circuitos eléctricos: Parte I*.
<https://libros.unlp.edu.ar/index.php/unlp/catalog/view/788/780/2608-1>
- Erazo, A., & Camacho, H. (1990). *Análisis de Transformadores de Potencia Bajo Condiciones de Corto Circuito*.
- Estrada, F. (2020). *Ensayo de Transformadores*.
<https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448141784.pdf>
- Gonzales, V. (2020). *Tipos de Pérdidas en Transformadores*.

- http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2020/12/Ing.-Victor-Gonzales-Zamora_compressed-7.pdf
- Granados, J. (2018). *Diseño, Pruebas y Mantenimiento de Transformadores de Distribución*.
<https://core.ac.uk/download/pdf/250145223.pdf>
- Granero, A. (2016). Ingeniería de Máquinas y Sistemas Eléctricos: Influencia de las sobrecargas y la temperatura ambiente en transformadores. *Ingeniería de Máquinas y Sistemas Eléctricos*.
<http://imseingenieria.blogspot.com/2016/07/influencia-de-las-sobrecargas-y-la.html>
- GSL. (2021). *Transformador Monofásico*. Industrias GSL.
https://industriasgsl.com/blogs/automatizacion/transformador_monofasico
- Gudiño, A., & Russo, J. (2012). *PARAMETRIZACIÓN DE LA CURVA DE MAGNETIZACIÓN DE UN TRANSFORMADOR - PDF Free Download*.
<https://docplayer.es/54686520-Parametrizacion-de-la-curva-de-magnetizacion-de-un-transformador.html>
- Herrera, S., Mahla, A., & Martínez, G. (2013). *Comparación y Análisis de los Distintos Tipos de Aceros en el Diseño del Transformador de Distribución Obteniendo Pérdidas y Eficiencia*.
<https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/13253/1/TESIS.pdf>
- Jama. (2019). *Pruebas de resistencia de aislamiento (MEGGER)*. Jamaica Mantenimiento.
<https://jama.mx/pruebas-a-equipo-electrico/pruebas-de-aislamiento.html>
- López, R. (2000). *Desarrollo y Validación de Modelos de Transformadores Monofásicos y Trifásicos con Saturación, para el Análisis de Armónicos en Sistemas de Potencia*.
<https://www.tdx.cat/bitstream/handle/10803/6302/01Rlg01de01.pdf?sequence=1>
- MAE, M. del A. (2015). *K016 MAE-Proyecto Gestión Integrada y Ambientalmente Racional de Bifenilos Policlorados (PCB) en el Ecuador*.
<https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/01/PCBS.pdf>

- Mago, M. G., Valles, L., Olaya, J. J., & Zequera, M. (2011). *Análisis de fallas en transformadores de distribución utilizando ensayos no destructivos y pruebas de tensión mecánicas*. 18(2).
- Mago-Ramos, M. G., Vallés, L., Olaya, J., Zequera, M., & Vera-Vera, J. (2016). Método para determinar las pérdidas totales en transformadores de distribución a partir del porcentaje de carbono de la chapa de acero al silicio. *DYNA*, 83(198), Art. 198. <https://doi.org/10.15446/dyna.v83n198.51620>
- Marroquin, A. (2017). *Estudio de las principales fallas en los transformadores latinos*. <https://dspace.uclv.edu.cu/bitstream/handle/123456789/7996/Ariel%20Marroquin%20Aguiar.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Martinez, A., & Guerra, L. (2003). *Modelación del Fenómeno de Histéresis en Transformadores*.
- Matilde, S. (2015). *Diagnóstico de transformadores eléctricos*. https://www.asing.es/diagnostico_transformadores.php
- Mina-Casaran, J. D., García, D. F., & Echeverry, D. F. (2019). Construcción y evaluación de un divisor de alto voltaje para pruebas de impulso tipo rayo. *Tecnura*, 23(61), 31-44.
- Mite, P., & Jonathan, G. (2015). *Diseño para la construcción de los transformadores de distribución monofásicos tipo tanque*.
- Mosqueta, A., Jurado, F., & Lozano, L. (s. f.). *Análisis del corto circuito en instalaciones eléctricas industriales trifásicas mediante la Normativa IEC-NOM*. Recuperado 1 de mayo de 2023, de https://www.ecorfan.org/bolivia/researchjournals/Energia_Quimica_y_Fisica/vol3num7/Revista_Energia_Quimica_Fisica_V3_N7_1.pdf
- Omega Electric. (2023). *Fallas mas comunes en un transformador*. <https://transformadoressiosac.com/fallas-mas-comunes-en-un-transformador/>
- Paredes, H. N. P. (2010). *NORMAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN*. <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2195/12/UPS-GT000157.pdf>
- Perdomo, H. (2021). *Clasificación de los Transformadores*. <https://es.linkedin.com/pulse/clasificaci%C3%B3n-de-los-transformadores-h%C3%A9ctor-perdomo>

- Pérez, P. A. (2020). *Transformadores de distribución. Teoría, cálculo, construcción y pruebas*. Reverte.
<https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=kF8OEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP5&dq=transformadores+monof%C3%A1sicos+de+distribuci%C3%B3n&ots=TrfVf2dJYp&sig=z5tAt9aHAb9kLf2rm6w79zornlk#v=onepage&q=transformadores%20monof%C3%A1sicos%20de%20distribuci%C3%B3n&f=false>
- Plan Maestro de Electricidad. (2020). *Plan Maestro de Electricidad – Ministerio de Energía y Minas*.
<https://www.rekursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- Pozo, M. del C. (2021). *Análisis de Pérdidas de Transformadores en Modelos Monofásicos y Trifásicos*.
- Pozueta, M. A. R. (2018). *Máquinas Eléctricas II. Tema 1. Transformadores*.
- Ramirez, H. (2017). *Diseño y construcción de un transformador de 80 VA*.
<https://repositorioinstitucional.uabc.mx/bitstream/20.500.12930/5145/1/PAL016721.pdf>
- Raull. (2001). Pruebas y puesta en servicio del equipo de una subestación. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, 2(3), 97-109.
<https://doi.org/10.22201/fi.25940732e.2001.02n3.011>
- Rendón, D. E. R., Restrepo, Y. S., & Cabrera, A. M. (2005). Transformador monofásico de distribución y de potencia, modelamiento con taps. *Scientia et Technica*, 3(29), Art. 29. <https://doi.org/10.22517/23447214.6613>
- Rivas, R. (2021). *Las averías y fallas más comunes en los transformadores eléctricos— Studocu*.
<https://www.studocu.com/latam/document/universidad-de-el-salvador/sistemas-de-distribucion/las-averias-y-fallas-mas-comunes-en-los-transformadores-electricos/12237907>
- Rocha, P. (2012). *Fundamentos Teóricos de los Transformadores*.
<http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/868/1/T-UTC-0622.pdf>
- Rodriguez, M. (2012). *Transformadores*.

- Ronquillo, C., & Lara, O. (2022). *Regulación de tensión de un transformador*.
<https://www.studocu.com/ec/document/universidad-de-las-fuerzas-armadas-de-ecuador/maquinas-electricas/ronquillo-charles-laboratorio3/20245090>
- RVR, T. (2020). *MONOFÁSICOS AUTO PROTEGIDOS Y CONVENCIONALES*.
<https://www.rvrtransformadores.com/monofasicos-auto-protegidos-y-convencionales/>
- Ryder, S. (2014). *Estado del arte estudio de transformadores eléctricos*.
<https://1library.co/article/estado-del-arte-estudios-de-transformadores-el%C3%A9ctricos.dy4d3pvy>
- Sanchez, J. (2019). *Montaje de transformadores – Serce Perú*.
<http://serceperu.com/montaje-de-transformadores/>
- Santos, J. (2020). *Regulación de Tensión de un Transformador—Regulación de Tensión de un Transformador La regulación—Studocu*. <https://www.studocu.com/es-mx/document/instituto-tecnologico-de-la-laguna/maquinas-electricas/regulacion-de-tension-de-un-transformador/25313823>
- SYSE. (2011). *Suministros y Servicios Electromecánicos S.A. de C.V*
https://www.syse.com.mx/pruebas_resistencias_aislamiento.html
- Tecsa. (2018). *Las fallas más comunes en un transformador*. Tecsa.
<https://www.tecsaagro.com.mx/blog/las-fallas-mas-comunes-en-un-transformador/>
- Vallés, L. (2011). *Análisis de fallas en transformadores de distribución utilizando ensayos no destructivos y pruebas de tensión mecánicas*.
<https://www.redalyc.org/pdf/707/70723254003.pdf>
- Vinueza, A. (2023). *CNEL EP - Unidad de Negocios Guayaquil, Planta Sur*. (Mantenimiento y control de transformadores No. CNEL-GYE-MTD-2023-0012; p. 5). CNEL EP.
- Zorrilla Henao, J. D., Céspedes Fernández, A., García Gómez, D. F., Zorrilla Henao, J. D., Céspedes Fernández, A., & García Gómez, D. F. (2020). Técnicas para el diagnóstico de transformadores de potencia: Una revisión crítica. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 28(2), 184-203. <https://doi.org/10.4067/S0718-33052020000200184>

GLOSARIO

TIPO OA: Es un transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural. Este es el enfriamiento más común y frecuente resultando más económico y adaptable a la generalidad de las aplicaciones. En estas unidades el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas corrugadas, o bien provisto de enfriadores tubulares o de radiadores separables.

TIPO OA/FA: Sumergido en aceite con enfriamiento a base de aire forzado. Esta unidad es básicamente tipo OA a la cual se le han agregado ventiladores para aumentar la disipación del calor en las superficies de enfriamiento, y por lo tanto, aumentar los KVA de salida del transformador. El empleo de este sistema de enfriamiento esta indicado cuando la unidad debe soportar sobrecarga durante periodos cortos, pero cuya ocurrencia se espera con cierta frecuencia dentro de las condiciones normales de trabajo.

TIPO OA/FA/FOA: Transformador sumergido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento a base de aire forzado. El régimen del transformador tipo OA sumergido en aceite puede ser aumentado por el empleo combinado de ventiladores y bombas.

TIPO FOA: Sumergido en aceite con enfriamiento con aceite forzado con enfriadores de aire forzado. El aceite de estas unidades es enfriado al hacerlo pasar por cambiadores de calor o radiadores de aire y aceite, colocados fuera del tanque.

TIPO OW: Sumergido en aceite, con enfriamiento por agua. Este tipo de transformador está equipado con un intercambiador de calor tubular colocado fuera del tanque.

TIPO FOW: Sumergido en aceite, con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada. Este es prácticamente igual que el tipo FOA, solo que el intercambiador de calor es del modelo agua-aceite y, por tanto, el enfriamiento del aceite se hace por medio de agua sin tener ventiladores.

TIPO AA: Transformadores tipo seco con enfriamiento propio. Se caracteriza por no tener aceite u otro líquido para efectuar las funciones de aislamiento y enfriamiento. El aire es el único medio aislante que rodea el núcleo y las bobinas.

TIPO AFA: Transformador tipo seco con enfriamiento por aire forzado, el diseño comprende de un ventilador que empuja el aire es un ducto colocado en la parte inferior de la unidad; por medio de aberturas en el ducto se lleva el aire a cada núcleo. Este tipo solo tiene un régimen con ventilador.

TIPO AA/FA: Transformador tipo seco con enfriamiento propio, por aire forzado, su denominación indica que tiene dos regímenes, uno por enfriamiento natural y el otro contando con la circulación forzada por el medio de ventiladores.

ANEXOS

Anexo 1 Informe del año 2018 de CNEL EP - Unidad de Negocios Guayaquil

AÑO 2018	Unidades que ingresan	Tf nuevos a ser revisados para verificar garantía	Tf. en buen estado	Tf quemados	Tf FVU	TOTAL TRAFOS EN MAL ESTADO
Enero	149	8	76	19	42	61
Febrero	151	16	48	36	27	63
Marzo	164	27	85	28	49	77
Abril	176	4	74	26	64	90
Mayo	182	8	92	32	50	82
Junio	169	10	93	12	54	66
Julio	180	93	69	14	14	28
Agosto	159	15	81	12	48	60
Septiembre	98	20	45	19	14	33
Octubre	87	6	54	9	15	24
Noviembre	67	0	39	11	13	24
Diciembre	90	2	41	29	19	48
Total	1672	209	797	247	409	656
						-1016

Fuente: (Cnel Ep, 2022)

Anexo 2 Informe del año 2019 de CNEL EP - Unidad de Negocios Guayaquil

AÑO 2019	Unidades que ingresan	Tf nuevos a ser revisados para verificar garantía	Tf. en buen estado	Tf quemados	Tf FVU	TOTAL TRAFOS EN MAL ESTADO
Enero	121	20	51	38	16	54
Febrero	138	9	58	34	28	62
Marzo	186	16	87	48	19	67
Abril	136	15	69	25	15	40
Mayo	142	17	76	34	13	47
Junio	87	8	44	8	21	29
Julio	96	5	53	12	23	35
Agosto	110	12	49	14	33	47
Septiembre	72	7	34	6	22	28
Octubre	110	7	49	11	38	49
Noviembre	107	0	38	8	61	69
Diciembre	74	2	33	12	24	36
Total	1379	118	641	250	313	563
						-816

Fuente: (Cnel Ep, 2022)

Anexo 3 Informe del año 2020 de CNEL EP - Unidad de Negocios Guayaquil

AÑO 2020	Unidades que ingresan	Tf nuevos a ser revisados para verificar garantía	Tf. en buen estado	Tf quemados	Tf FVU	TOTAL TRAFOS EN MAL ESTADO
Enero	152	5	80	31	36	67
Febrero	116	1	79	26	10	36
Marzo	147	12	72	54	9	63
Abril	78	0	52	25	1	26
Mayo	149	12	71	46	20	66
Junio	89	23	27	25	14	39
Julio	93	8	40	10	35	45
Agosto	71	16	35	8	12	20
Septiembre	75	21	34	9	11	20
Octubre	74	13	37	8	16	24
Noviembre	74	2	38	24	10	34
Diciembre	78	6	38	21	13	34
Total	1196	119	603	287	187	474
						-722

Fuente: (Cnel Ep, 2022)

Anexo 4 Informe del año 2021 de CNEL EP - Unidad de Negocios Guayaquil

AÑO 2021	Unidades que ingresan	Tf nuevos a ser revisados para verificar garantía	Tf. en buen estado	Tf quemados	Tf FVU	TOTAL TRAFOS EN MAL ESTADO
Enero	87	2	49	22	14	36
Febrero	112	2	55	30	21	51
Marzo	137	4	66	45	22	67
Abril	130	3	82	26	15	41
Mayo	121	15	72	17	15	32
Junio	66	0	39	12	12	24
Julio	100	0	45	26	16	42
Agosto	100	2	67	10	28	38
Septiembre	84	9	53	2	15	17
Octubre	81	6	55	9	14	23
Noviembre	64	7	48	3	11	14
Diciembre	145	5	74	17	26	43
Total	1227	55	705	219	209	428
						-799

Fuente: (Cnel Ep, 2022)

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Macas Vecillas Gabriel Alejandro** con C.C: **#0926395070** autor del trabajo de titulación: **Estudio y Análisis de Fallas Térmicas, Dieléctricas y Mecánicas en Transformadores Monofásicos en la Empresa Eléctrica CNEL Guayas-Guayaquil**, previo a la obtención del título de **Ingeniería en Eléctrico Mecánica** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 21 de abril del 2023



Macas Vecillas Gabriel Alejandro

C.C: **0926395070**



REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA		
FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN		
TEMA Y SUBTEMA:	Estudio y Análisis de Fallas Térmicas, Dieléctricas y Mecánicas en Transformadores Monofásicos en la Empresa Eléctrica CNEL Guayas-Guayaquil.	
AUTOR(ES)	Macas AVECILLAS Gabriel Alejandro	
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ing. Bohórquez Heras Daniel Bayardo	
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil	
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo	
CARRERA:	Ingeniería en Eléctrico Mecánica	
TÍTULO OBTENIDO:	Ingeniería en Eléctrico Mecánica	
FECHA DE PUBLICACIÓN:	21 de abril del 2023	No. DE PÁGINAS: 85
ÁREAS TEMÁTICAS:	Sistema eléctrico, Distribución de energía	
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Transformador monofásico, Transformadores eléctricos, Sistema eléctrico	
RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras):		
<p>El presente proyecto tiene como objetivo el estudio y análisis teórico - práctico de los transformadores monofásicos en relación a las fallas energéticas que se presentan durante su funcionamiento, cuya importancia y comprensión de los resultados del análisis de gases disueltos (DGA) permitirá conocer la evaluación de su operación, mediante mediciones eléctricas para prevenir interrupciones, debido a que las fallas comunes observadas en los transformadores eléctricos en su sistema estructural, mantenimiento y modo de operación. contribuyen a acortar la vida útil de estos. Esta propuesta de titulación pretende evidenciar a través del estudio teórico, la capacidad óptima de los transformadores en función del perfil de carga, las pérdidas asociadas y el costo inicial de los equipos. Sus cambios en sus regulaciones con el fin de mejorar los niveles de eficiencia de los transformadores de distribución instalados en su sistema eléctrico. También, se analizará los informes técnicos de la Corporación Nacional de Electricidad CNEL, EP, a fin de conocer las pruebas que se realizan a los transformadores que están en operación en la red eléctrica de nuestro país.</p>		
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO
CONTACTO CON AUTOR/RES:	Teléfono: 0989357504	Email: gabriel.macas01@cu.ucsg.edu.ec
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE):	Nombre: Bohórquez Escobar, Bayardo	
	Teléfono: 0994084215	
	E-mail: celso.bohorquez@cu.ucsg.edu.ec	
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA		
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):		
Nº. DE CLASIFICACIÓN:		
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):		