

Pruebas y diagnósticos en transformadores de media y alta tensión

Edward Carrillo Palma

Asesor

Freddy Alexander Torres Payoma, PhD(c)

Universidad Nacional Abierta y a Distancia UNAD

Escuela de Ciencias Básicas, Tecnología e Ingeniería ECBTI

Tecnología en Automatización Electrónica

2025

Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincero y profundo agradecimiento a todas las personas que, de una manera u otra, contribuyeron a la realización de este trabajo. Este logro no habría sido posible sin

el apoyo, la guía y el aliento que recibí de quienes me rodearon durante este proceso.

A Disney, mi brillante y hermosa esposa sin quien yo nada sería. Ella me conforta y consuela siempre, nunca se queja ni interfiere en nada, no pide nada y lo da todo. alcanzar esta meta fue

obra suya. Gracias por ser mi faro en los momentos oscuros y recordarme que Dios me ha premiado con su presencia. A mi asesor, Freddy Alexander Torres Payoma, quiero dar mi

gratitud más sincera por su dedicación, profesionalismo y compromiso. Su valioso

entendimiento, su paciencia infinita y su visión experta y su gran humanidad han sido determinantes para el desarrollo de este trabajo. Cada orientación basada en su experiencia me permitió creer que a pesar de tantos obstáculos yo también podía lograr este sueño. Agradezco

profundamente el tiempo y esfuerzo reconociéndolo como un ser humano ejemplar.

También, agradezco a la institución y a los docentes que contribuyeron a mi formación profesional y a construir los cimientos de este logro. Gracias por compartir su sabiduría.

Resumen

En la elaboración de este trabajo se partió desde el análisis de la generación de energía eléctrica en media y alta tensión, los cuales están integrados por varios elementos como sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica y centrales de generación; de los cuales forman parte constitutiva los transformadores eléctricos. En este estudio se involucró la clasificación de los transformadores, su principio de operación, sus componentes, las pruebas aplicadas a ellos, normas existentes actualmente y la metodología estandarizada para realizar pruebas de rutina, tales como: Factor de potencia, impedancia de corto circuito, corriente de excitación, relación de transformación, resistencia óhmica de devanados, resistencia de aislamiento, termografía, extracción, análisis y diagnóstico de aceite dieléctrico. En la actualidad, el sector industrial depende, en gran parte, de la confiabilidad del suministro de energía eléctrica el cual se estabiliza a través de las protecciones eléctricas, por lo cual las empresas generadoras y comercializadoras de este servicio debe satisfacer en forma continua y eficiente.

Palabras claves: Generador de energía, pruebas de rutina, protecciones eléctricas, media y baja tensión, transformadores.

Abstract

This work was based on the analysis of medium and high voltage electric power generation, which are integrated by several elements such as electric power transmission and distribution systems and generation plants, of which electric transformers are a constituent part. This study involved the classification of transformers, their operating principle, their components, the tests applied to them, currently existing standards and the standardized methodology to perform routine tests, such as: power factor, short circuit impedance, excitation current, transformation ratio, ohmic resistance of windings, insulation resistance, thermography, extraction, analysis and diagnosis of dielectric oil. Nowadays, the industrial sector depends, to a great extent, on the reliability of the electric power supply, which is stabilized through the electrical protections, so the generating and commercializing companies of this service must satisfy in a continuous and efficient way.

Keywords: Power generator, routine tests, electrical protections, medium and low voltage, transformers.

Tabla de Contenido

Introducción	11
Justificación	12
Objetivos	13
Objetivo General.....	13
Objetivos Específicos.....	13
Marco Teórico.....	14
Funcionamiento de los Transformadores Eléctricos.....	16
Clasificación de Transformadores por Tensión y Aplicación.....	23
Principales Componentes Internos y Externos	23
Construcción Tanque de Expansión.....	25
Parte Activa.....	28
Tanque Principal	28
Núcleo	28
Devanados.....	30
Conmutador de Derivaciones.....	31
Sistema de Aislamiento.....	32
Propiedades Importantes del Papel Aislante.....	33
Aceite Dieléctrico	34
Alta Rigidez Dieléctrica.....	34
Bajo Punto de Congelación.....	34
Mantenimiento y Diagnostico de Transformadores.....	37
Mantenimiento Preventivo y Predictivo	37

Importancia del Diagnóstico en Sistemas Eléctricos	37
Técnicas de Evaluación de la Condición	38
Frecuencia de Pruebas y Criterios de Intervención.....	38
Normas Técnicas Aplicables.....	39
ANSI /NETA MTS-pruebas de mantenimiento (Colque, G., & Roberto, W. M. (2024))......	39
Otras Normas Internacionales.....	40
Pruebas Eléctricas y Diagnostico.....	43
Prueba de Factor de Potencia (dieléctrico)	43
Partes de los Bujes de Alta Tensión Donde Haremos la Medición de la Prueba de Factor de Potencia.....	43
Prueba de Impedancia de Corto Circuito	45
Ensayo en Vacío y Ensayo en Cortocircuito.....	45
Ensayo en Cortocircuito.....	46
Prueba de Corriente de Excitación.....	48
Diagrama de Conexión para Prueba de Corto Circuito.	50
Prueba de Relación de Transformación (TTR).....	51
Ejemplo de Conexión.....	51
Prueba de Resistencia Óhmica de Devanados	52
Prueba de Resistencia de Aislamiento	55
Termografía Infrarroja	58
Pruebas Físico Químicas del Aceite	60
Extracción y Preparación de Muestra	60
Medición de Rigidez Dieléctrica	62

Determinación de Partes por Millón (PPM) de Agua.....	63
Análisis de Tensión Interfacial	64
Evaluación de color, densidad y gravedad específica.....	65
Normas de Evaluación y Comparación de Resultados Normas Internacionales	68
Comparación con Parámetros Normativos	69
Detección de Fallas Incipientes	70
Trazabilidad Histórica de Valores	71
Beneficios de Tener una Trazabilidad Histórica.....	72
Emisión de Diagnóstico Técnico	72
Conclusiones	74
Recomendaciones	76
Referencias Bibliográficas	77

Lista de Tablas

Tabla 1 <i>Clasificación de los Transformadores Dentro de Una Tensión de Serie</i>	24
Tabla 2 <i>Clasificación de Pasa Tapas</i>	27
Tabla 3 <i>Características del Aceite Dieléctrico</i>	37
Tabla 4 <i>Propiedades Dieléctricas</i>	37
Tabla 5 <i>Propiedades Químicas</i>	38
Tabla 6 <i>Norma IEC 60076. Definiciones</i>	42
Tabla 7 <i>Definición Normas NTC</i>	44
Tabla 8 <i>Matriz de Riesgo</i>	63
Tabla 9 <i>Gravedad Especifica</i>	69
Tabla 10 <i>Detección de Fallas Incipientes</i>	74

Lista de Figuras

Figura 1	<i>Principio de Funcionamiento de un Transformador Monofásico.....</i>	15
Figura 2	<i>Flujo Magnético Producido por una Sola Bobina con N Vueltas.....</i>	18
Figura 3	<i>Flujos de Corriente de Dos Bobinas.....</i>	20
Figura 4	<i>Transformadores de Potencia y Distribución.....</i>	23
Figura 5	<i>Relé de Protección Buchholz.....</i>	25
Figura 6	<i>Transformador Interiormente.....</i>	30
Figura 7	<i>Cambiador de Tomas.....</i>	33
Figura 8	<i>Partes de los Bujes de Alta Tensión Donde Haremos la Medición de la Prueba de Factor de Potencia.....</i>	45
Figura 9	<i>Prueba de Factor de Potencia como se ve en la Figura Siguiete.....</i>	46
Figura 10	<i>Imagen de Ttransformador Eléctrico.....</i>	47
Figura 11	<i>Ensayo en Vacío.....</i>	48
Figura	12	
	<i>Ensayo</i>	<i>en</i>
		<i>Corto</i>
	<i>Circuito.....</i>	49
Figura 13	<i>Diagrama Fasorial.....</i>	50
Figura 14	<i>Ejemplo Gráfico de Trazabilidad.....</i>	51
Figura 15	<i>Diagrama de Conexión para Prueba de Corto Circuito.....</i>	52
Figura 16	<i>Ejemplo Realización de la Prueba en Campo.....</i>	53
Figura 17	<i>Ejemplo de Conexión.....</i>	54
Figura 18	<i>Equipo TTR.....</i>	55
Figura 19	<i>Diagrama de Conexión.....</i>	57
Figura 20	<i>Prueba de Campo.....</i>	57

Figura 21 <i>Alta Tensión vs Baja Tensión y Tierra</i>	59
Figura 22 <i>Alta Tensión vs Baja Tensión</i>	60
Figura 23 <i>Baja Tensión vs Alta Tensión y Tierra</i>	61
Figura 24 <i>Imagen de Termografía</i>	62
Figura 25 <i>Ejemplo Certificación</i>	63
Figura 26 <i>Imagen equipo Rigidez Dieléctrica</i>	65
Figura 27 <i>Imagen de Equipo Utilizado para la Prueba</i>	65
Figura 28 <i>Análisis de Muestra Según la Temperatura</i>	66
Figura 29 <i>Equipo d Medida Tension Interfacial</i>	67
Figura 30 <i>Ubicación Válvula para Muestra</i>	69
Figura 31 <i>Ejemplo de Toma de Muestra en Campo</i>	70
Figura 32 <i>Comparación de Color</i>	71

Introducción

En la elaboración de la monografía se parte desde el análisis de la ruta energética en sistemas de media y alta tensión, los cuales están integrados por varios elementos como sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica y centrales de generación; de los cuales forman parte de las protecciones eléctricas y sistemas de transmisión de energía eléctrica. En este estudio se involucró la clasificación de los transformadores, su principio de operación, sus componentes, las pruebas aplicadas a ellos, normas existentes actualmente y la metodología estandarizada para realizar pruebas de rutina. En la actualidad, el sector industrial depende, en gran parte, de la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, por lo cual las empresas generadoras y comercializadoras de este servicio debe satisfacer en forma continua y eficiente.

Justificación

La confiabilidad del sistema eléctrico depende de la capacidad de diagnosticar el estado de elementos tan importantes como los transformadores, lo cual se logra llevando a cabo las pruebas de rutina y regidos por las normas vigentes; estas pruebas revelan con alta probabilidad de efectividad la vida útil de cada uno de los dispositivos que componen los transformadores como son: sus devanados, núcleo, bujes, sistemas de aislamientos como papel, aceite dieléctrico, etc. Dependiendo de los resultados de estas pruebas se puede hacer una intervención efectiva y a tiempo recuperando el estado y la vida útil de estos elementos.

Objetivos

Objetivo General

Recopilar las pruebas especializadas y normalizadas para diagnosticar el estado actual de cada una de las partes que conforman el transformador de media y alta tensión, y así poder prevenir y corregir futuras fallas que pueden presentarse a lo largo de la operación de estos equipos.

Objetivos Específicos

Identificar las principales pruebas eléctricas utilizadas en transformadores de media tensión (MT) y alta tensión (AT).

Explicar el propósito y procedimiento general de cada prueba, para entender su utilidad en la confiabilidad de los sistemas eléctricos de MT y AT.

Analizar ejemplos de resultados para reconocer señales de falla.

Marco Teórico

El diagnóstico de transformadores es una actividad vital dentro del mantenimiento preventivo, el cual va enfocado en detectar situaciones y defectos que no son normales en los mismos; esto con el objetivo de reemplazar o retirar de servicio aquellos equipos con potencial de falla, también corregir defectos y desviaciones a tiempo. Dado el costo y la importancia de los transformadores en los sistemas eléctricos de potencia, en la generación, distribución, transmisión y comercialización; además de ser un elemento constitutivo de las subestaciones de energía eléctrica. El diagnóstico a tiempo ahorra recursos valiosos a los usuarios y a las empresas prestadoras del servicio.

Las técnicas que se emplean para el mantenimiento preventivo o predictivo se adaptan según la importancia y características de cada transformador; los de alta tensión (AT) son críticos en la operación industrial por lo tanto suelen requerir un mayor costo de presupuesto y mayor número de técnicas para realizar esta labor. Las principales pruebas que se utilizan para sacar información relevante para el diagnóstico efectivo, deben incluir mínimo estas pruebas (Bailon Mieles, Franco Garcia & Lopez Pallo, 2009)

Factor de potencia: Es una medida del comportamiento dielectrico en las maquinas eléctricas, especialmente en transformadores de dsitribucion. Este indicador refleja la magnitud de las perdidas eléctricas en el material de aislamiento, causadas por distintos procesos que ocurren en la estructura del sistema aislante (Ramos Carrion & Garcia Albornoz, 2018)

Impedancia de corto circuito: Esta prueba se realiza para medir una impedancia generada en el devanado secundario de un transformador en corto circuito en el cual inyectamos una determinada corriente fase por fase en el devanado primario.

Corriente de excitación: Es la energía necesaria para crear y mantener la acción del transformador.

Relación de transformación: Esta prueba tiene como objeto verificar la polaridad y la relación de transformación en los devanados del transformador.

Resistencia óhmica de devanados: consiste en inyectar corriente de prueba al devanado y medimos la caída de voltaje correspondiente en el devanado con lo cual determinamos el valor de la resistencia.

Resistencia de aislamiento: Esta prueba se realiza aplicando voltaje de prueba durante un periodo de tiempo de 10 minutos y tomando lecturas cada 30 segundos y cada minuto, en ella medimos el valor de resistencia de aislamiento entre los devanados de alta y baja tensión.

Termografía: Esta prueba consiste en identificar un componente y compararlo con un punto de referencia, los criterios de falla serán directamente proporcionales a la diferencia de la temperatura que existe entre el componente y su referencia

Extracción análisis y diagnóstico de aceite dieléctrico: La toma de muestras en transformadores de potencia es crucial para el mantenimiento preventivo y predictivo, permitiendo identificar posibles defectos o condiciones anormales. Este proceso involucra la extracción de aceite dieléctrico o gas para su análisis y diagnóstico, ayudando a determinar el estado del transformador y prevenir fallas.

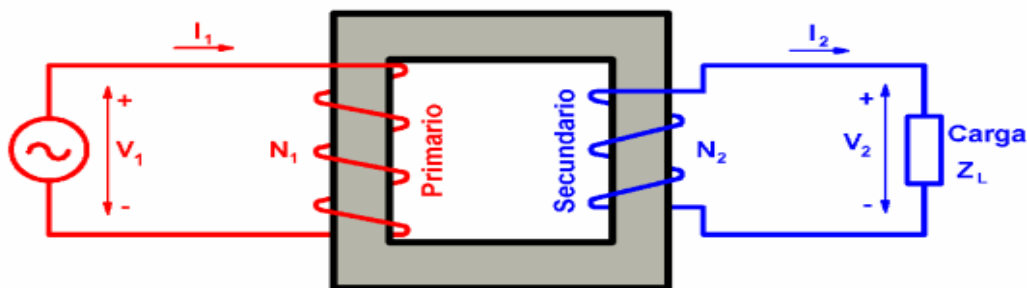
Funcionamiento de los Transformadores Eléctricos

Los transformadores son máquinas estáticas con dos devanados de corriente alterna arrollados sobre un núcleo magnético. El devanado por donde entra energía al transformador se denomina primario y el devanado secundario por donde sale energía hacia las cargas que son alimentadas. El circuito magnético de esta máquina lo constituye un núcleo magnético sin entre hierros, el cual no está realizado con hierro macizo sino con chapas de acero al silicio apiladas y aisladas entre sí. De esta manera se reducen las pérdidas magnéticas del transformador.

(Alexander & Saduki, 2014)

Figura 1

Principio de Funcionamiento de un Transformador Monofásico



Nota. Imagen tomada de (Rodríguez Gonzales, 2012)

Al conectar una tensión alterna V_1 al primario, circula una corriente por él que genera un flujo alterno en el núcleo magnético. Este flujo magnético, en virtud de la Ley de Faraday, induce en el secundario una fuerza electromotriz (f.e.m.) E_2 que da lugar a una tensión V_2 en bornes de este devanado. De esta manera se consigue transformar una tensión alterna de valor eficaz V_1 en otra de valor eficaz V_2 y de la misma frecuencia. Nótese que esta máquina sólo vale para transformar tensiones alternas, pero no sirve para tensiones continuas.

Los transformadores están diseñados de tal manera que casi todo el flujo que se produce por la corriente en el primario también pasa por el bobinado secundario, y asumimos que esto es verdad porque también suponemos que las pérdidas de energía en la resistencia de los bobinados, así como la histéresis en el hierro pueden ignorarse, lo que es una buena aproximación para transformadores reales, que muchas veces tienen una eficiencia superior al 99%.

Cuando se aplica un voltaje de ca al bobinado primario, el campo magnético variante que produce inducirá un voltaje de ca de la misma frecuencia en el bobinado secundario. Sin embargo, el voltaje se da diferente, según el número de espiras en cada bobina. Según la ley de Faraday, el voltaje o fem inducida sobre el secundario es, como se muestra en la ecuación (1).

$$v_s = N_s \frac{d\phi_B}{dt} \quad (1)$$

Con N_s es el número de giros en el bobinado secundario y $\frac{d\phi_B}{dt}$ es la razón de cambio entre el flujo magnético y el tiempo. La ecuación del transformador nos dice la forma en que se relaciona el voltaje secundario de salida, con el voltaje primario de entrada, ecuación (2)

$$\frac{V_s}{V_p} = \frac{N_s}{N_p} \quad (2)$$

La inductancia es la propiedad de un dispositivo que nos indica la eficacia con la que induce una fuerza electromotriz en otro dispositivo. En otras palabras, es una cantidad física que expresa la eficacia de un determinado dispositivo. Cuando dos circuitos que transportan corrientes variables en el tiempo están cerca el uno del otro, el flujo magnético a través de cada circuito varía debido a la variación de la corriente I en el otro circuito. En consecuencia, se induce una fem en cada circuito por la corriente cambiante en el otro. Este tipo de fem se denomina, por tanto, *fem mutuamente inducida*, y el fenómeno que se produce se conoce como

inductancia mutua (M). Las bobinas 1 y 2 tienen N_1 y N_2 giros y corrientes de transporte I_1 y I_2 , respectivamente. El flujo a través de una sola vuelta de la bobina 2 producido por el campo magnético de la corriente en la bobina 1 es, Φ_{21} , mientras que el flujo a través de una sola vuelta de la bobina 1 debido al campo magnético de I_2 es Φ_{12} .

La inductancia mutua M_{21} de la bobina 2 con respecto a la bobina 1 es la relación del flujo a través del N_2 vueltas de la bobina 2 producidas por el campo magnético de la corriente en la bobina 1, dividido por dicha corriente, tal como se muestra en, ecuación (3).

$$M_{21} = \frac{N_2 \Phi_{21}}{I_1} \quad (3)$$

Del mismo modo la inductancia de la bobina 1 con respecto a la bobina 2 es, ecuación 4.

$$M_{12} = \frac{N_1 \Phi_{12}}{I_2} \quad (4)$$

La unidad del SI para la inductancia mutua M se llama **Henrio (H)** en honor a Joseph Henry (1799-1878), un científico estadounidense que descubrió la fem inducida, ecuación (5). (Alexander & Saduki, 2014)

$$1H = \frac{1V \cdot s}{A} \quad (5)$$

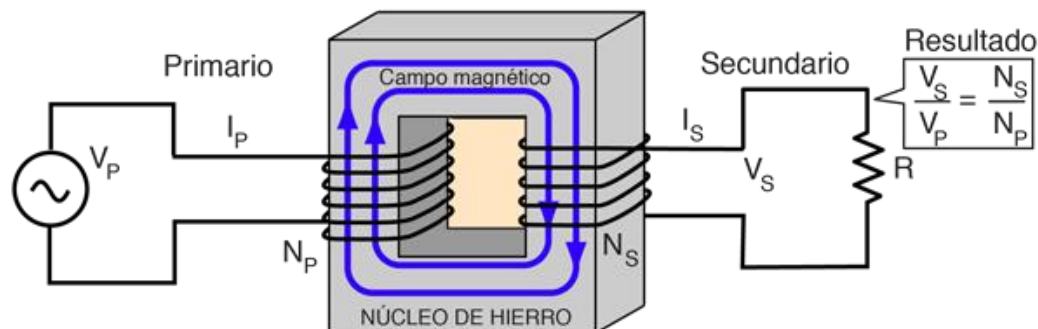
El transformador es un dispositivo eléctrico diseñado con base en el concepto del acoplamiento magnético. Se sirve de bobinas magnéticamente acopladas para transferir energía de un circuito a otro. Sus importantes aplicaciones son los transformadores como dispositivos aisladores y acopladores y su uso en la distribución de energía eléctrica. (Barrero Gonzales, 2004)

Inductancia mutua Cuando dos inductores (o bobinas) están en proximidad estrecha entre sí, el flujo magnético causado por la corriente en una bobina se relaciona con la otra bobina, lo que induce tensión en esta última. Este fenómeno se conoce como inductancia mutua.

(Alexander & Saduki, 2014)

Figura 2

Flujo Magnético Producido por una sola Bobina con N Vueltas



Nota. Tomado de (Mave, 2000)

Considérese primeramente un solo inductor, una bobina con N vueltas. Cuando la corriente i fluye por la bobina, alrededor de ella se produce un flujo magnético de acuerdo con la ley de Faraday (ecuación (6)), la tensión v inducida en la bobina es proporcional al número de vueltas N y a la tasa de cambio del flujo magnético en el tiempo; es decir,

$$V = N \frac{d\Phi}{dt} \quad (6)$$

Pero el flujo es producto de la corriente i , de modo que cualquier cambio da por resultado un cambio en la corriente. Así, la ecuación puede escribirse como, ecuación (7).

$$V = N \frac{d\Phi}{di} \frac{di}{dt} = L \frac{di}{dt} \quad (7)$$

la cual es la relación tensión-corriente en el inductor. A partir de las ecuaciones (6) y (7) la inductancia L del inductor la proporciona entonces, ecuación (8).

$$L = N \frac{d\phi}{di} \quad (8)$$

Esta inductancia se llama comúnmente autoinductancia, porque relaciona la tensión inducida en una bobina por una corriente variable en el tiempo en la misma bobina. Considere ahora dos bobinas con autoinductancias L_1 y L_2 en estrecha proximidad entre sí. La bobina 1 tiene N_1 vueltas, mientras que la bobina 2 tiene N_2 vueltas. Con fines de simplificación, supóngase que en el segundo inductor no existe corriente. El flujo magnético 1 que emana de la bobina 1 tiene dos componentes: una componente 11 enlaza sólo a la bobina 1, y otra componente 12 enlaza a ambas bobinas. Por lo tanto, la ecuación 9 explica que, ecuación (9).

$$\Phi_1 = \Phi_{11} + \Phi_{12} \quad (9)$$

Aunque las dos bobinas están físicamente separadas, se dice que están acopladas magnéticamente. Puesto que el flujo completo 1 se une a la bobina 1, la tensión inducida en la bobina 1 es ecuación (10).

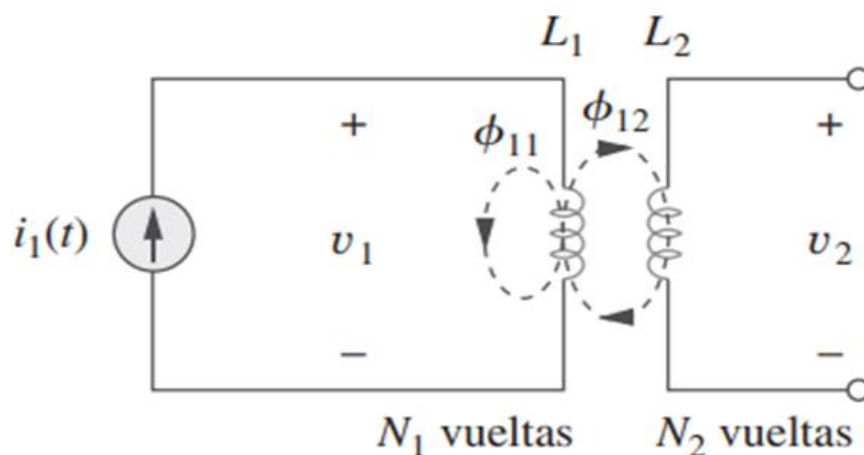
$$v_1 = N_1 \frac{d\Phi_1}{dt} \quad (10)$$

Sólo el flujo 12 enlaza a la bobina 2, de modo que la tensión inducida en la bobina 2 es ecuación (11).

$$v_2 = N_2 \frac{d\Phi_{12}}{dt} \quad (11)$$

Figura 3

Flujos de Corriente de Dos Bobinas



Nota. (Charles, K., & Alexander, S. 2013).

De nueva cuenta, dado que los flujos son causados por la corriente i_1 que fluye en la bobina 1, aplicando regla de la cadena, en la ecuación (12)

$$v = N_1 \frac{d\phi_1}{di_1} \frac{di_1}{dt} = L_1 = \frac{di_1}{dt} \quad (12)$$

la autoinductancia de la bobina 1. De igual manera, la ecuación puede escribirse como ecuación 13 y 14: ecuación (13).

$$v_2 = \frac{d\phi_{12}}{di_1} \frac{di_1}{dt} = M_{21} \frac{di_1}{dt} \quad (13)$$

$$M_{21} = N_2 \frac{d\phi_{12}}{di_1} \quad (14)$$

M_{21} se conoce como la inductancia mutua de la bobina 2 respecto a la bobina 1. El subíndice 21 indica que la inductancia M_{21} relaciona la tensión inducida en la bobina 2 con la corriente en la bobina 1. Así, la tensión mutua (o tensión inducida) de circuito abierto para la bobina 2, ecuación (15).

$$v_2 = M_{21} \frac{di_1}{dt} \quad (15)$$

$$\Phi_2 = \Phi_{21} = \Phi_{22} \quad (16)$$

El flujo completo 2 enlaza a la bobina 2, de manera que la tensión inducida en la bobina 2 es ecuación (17).

$$v_2 = N_2 \frac{d\Phi_2}{dt} = N_2 \frac{d\Phi_{22}}{di_2} \frac{di_2}{dt} L_2 \frac{di_2}{dt} \quad (17)$$

donde $L_2 = N_2^2 \frac{d\Phi_{22}}{di_2}$ es la autoinductancia de la bobina 2. Puesto que sólo el flujo 21 enlaza a la bobina 1, la tensión inducida en la bobina 1 es, ecuación (18).

$$v_1 = N_1 \frac{d\Phi_{21}}{dt} = N_1 \frac{d\Phi_{21}}{di_2} \frac{di_2}{dt} M_{12} \frac{di_2}{dt} \quad (18)$$

$$M_{12} = N_1 \frac{d\Phi_{21}}{di_2} \quad (19)$$

La cual es la inductancia mutua de la bobina 1 respecto a la bobina 2. De este modo, la tensión mutua de circuito abierto para la bobina 1 es ecuación (20).

$$v_1 = M_{12} \frac{di_2}{dt} \quad (20)$$

En la siguiente sección se verá que M_{12} y M_{21} son iguales, es decir $M_{12} = M_{21} = M$. Téngase presente que sólo existe acoplamiento mutuo cuando los inductores o bobinas están en estrecha proximidad y los circuitos se excitan mediante fuentes variables en el tiempo. Tomado de (Charles, K., & Alexander, S. 2013).

Clasificación de Transformadores por Tensión y Aplicación

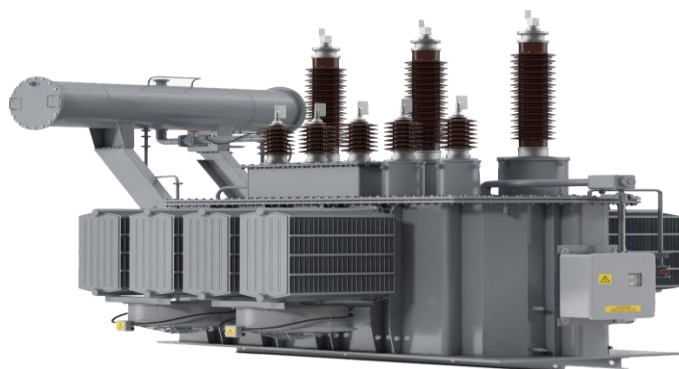
Los transformadores los podemos clasificar según su. Tensión: Alta tensión, (AT) media tensión, (MT) baja tensión, (BT). Aplicación Potencia, Distribución, medición, aislamiento.

Numero de fases: Monofásicos, bifásicos, trifásicos.

Principales Componentes Internos y Externos

Figura 4

Transformadores de Potencia y Distribución



Nota. Imagen tomada de: (Meta Power Solutions, 2025)

Datos de especificación, la identificación básica de un transformador está constituida por su potencia nominal, el voltaje primario, o sea el que se aplica al transformador y el voltaje secundario, que es el obtenido en los bornes de salida cuando el transformador funciona en vacío. usualmente la potencia es expresada en KVA o MVA.

Clasificación, dependiendo de la red de suministro de energía a la cual se conecte el transformador se distinguen básicamente dos grupos. Transformadores de distribución, generalmente para montaje en poste y potencias menores de 225 KVA.

Transformadores de potencia, para series o potencias superiores a la de distribución, montaje en el piso o en plataformas especiales. De acuerdo con la clase de aislamiento y rigidez dieléctrica de los mismos se clasifican los transformadores dentro de una tensión de serie. Las más utilizadas en nuestro país son las siguientes:

Tabla 1

Clasificación de los Transformadores Dentro de una Tensión de Serie

Tensión de Serie (Valor eficaz en kV)	Tensión de Ensayo (kV ef)	Tensión de impulso Onda completa (BIL kV)
1.2	10	30
15	34	95
34.5	70	200
46	95	250
115	230	550

Nota. Se describe diferentes niveles de tensión. (Siemens, 1989)

Normalmente los pasas tapas se seleccionan para un nivel de aislamiento mayor al del transformador.

Construcción Tanque de Expansión

Se dispone en los transformadores trifásicos serie 15KV de 1000 KVA o más y en todos los transformadores serie 34,5 KV un recipiente conservador de aceite o tanque de expansión colocado longitudinalmente en los transformadores de 30 a 200 KVA serie 34,5 KV y transversalmente en el lado derecho (visto desde el lado longitudinal de alta tensión) para los demás transformadores.

La comunicación al tanque principal cuando el conservador es transversal, se efectúa por medio de un tubo de sección circular firmemente soldado a la tapa, que permite incorporar un relé Buchholz, cuando la disposición del tanque es longitudinal la unión se hace a través de dos tubos que sirve al mismo tiempo para sostener el conservador en este caso no es posible incorporar relé Buchholz.

Figura 5

Relé de Protección Buchholz



Nota. Imagen tomada de (Pazos Diaz, E. A. 2009).

En los transformadores monofásicos y en los trifásicos serie 15 KV de 800 KVA, e inferiores, el conservador se reemplaza por un colchón de aire en el tanque principal. Tanto el tanque de expansión como el colchón de aire están dimensionados en forma tal que permiten una variación del volumen contenido de aceite para temperaturas de 20 grados centígrados y 95 grados centígrados. El conservador de aceite posee en una de las tapas laterales un indicador de nivel de aceite tipo anillo con marcaciones a 20 grados centígrados, además tiene dispositivos para purga de aceite. En la otra tapa lateral puedo acoplarse un des humectador de aire para 1000 KVA en adelante en serie 15 KV y 630 KVA y superiores en serie 34,5 KV en la parte superior hay un orificio con su respectiva tapa la cual facilita la salida y entrada de aire cuando el transformador “respira “permite también la salida a los gases que ocasionalmente se forman y sirve para llenar de aceite el transformador. En caso de usar el secador de aire este orificio se taponan.

Pasa Tapas

Todos los pasa tapas o bujes de alta y baja tensión se construyen de acuerdo a las normas DIN 42531 y 42530 y cumplen lo estipulado por las normas ICONTEC, ASA y NEMA. El material aislante es de porcelana sólida, completamente vitrificado y para el sellado entre el tanque y herrajes se emplean empaques de caucho sintético resistentes al aceite y a la intemperie. De acuerdo con el voltaje y corrientes requeridos se dispone de los siguientes pasa tapas.

Tabla 2*Clasificación de Pasa Tapas*

Tipo	Serie KV	Corriente nominal A
DT 45 f / 200	46	250
DT 30 f / 200	34,5	250
DT 25 f / 200	25	200
DT 20 f / 630	15	630
DT 1 / 125	1,2	125
DT 1 / 250	1,2	250
DT 1 / 420	1,2	420
DT 1 / 630	1,2	630
DT 1 / 1250	1,2	1250
DT 1 / 2200	1,2	2200
DT 1 / 3150	1,2	3150

Nota. Según su corriente y potencia se clasifican los pasa tapas. (Siemens, 1989)

Los bujes o pasa tapas de los transformadores son componentes muy importantes por su función de conectar físicamente el transformador con otros equipos del sistema eléctrico su buen estado debe estar constantemente monitoreado por medio de pruebas que nos digan su disponibilidad. El buje internamente está compuesto por su aislamiento más interno que son condensadores concéntricos.

Parte Activa

Los devanados y el núcleo están unidos en una estructura llamada “parte activa” este conjunto se encuentra inmovilizado dentro del tanque del transformador evitando que las vibraciones producidas durante el transporte lo afecten y que los esfuerzos mecánicos que aparecen en caso de corto circuito puedan causar desajustes o deformación de las bobinas.

En los transformadores trifásicos serie 15 KV de 1000 KVA y superiores y los transformadores serie 34,5 KV la parte activa está fija a la tapa del transformador y el conjunto se apoya en el fondo del tanque, inmovilizándose por medio de una escuadra guía. En los transformadores trifásicos serie 15 KV hasta 800 KVA inclusive la parte activa descansa totalmente en el fondo del tanque.

La parte activa, una vez armada y antes de instalada en el tanque, se somete a un proceso de secado con el fin de evitar variaciones en las propiedades dieléctricas del aceite y por lo tanto consecuentes fallas en el funcionamiento del transformador.

Tanque Principal

Está conformado por chapas lisas de láminas soldadas entre si con refuerzos que admiten presión y vacío de 0.65 km/cm². Las soldaduras utilizadas en las uniones de los tanques deben presentar excelente comportamiento mecánico a la tracción e impacto y su elasticidad y dureza debe garantizar la resistencia a altas presiones.

Se debe tener especial cuidado, su presentación, penetración y ausencia de poros mediante estrictos chequeos durante el proceso de fabricación.

En los transformadores monofásicos el tanque es redondo, en los trifásicos de 15 a 2000 KVA es rectangular y en los trifásicos de 2500 KVA en adelante es ovalado o rectangular.

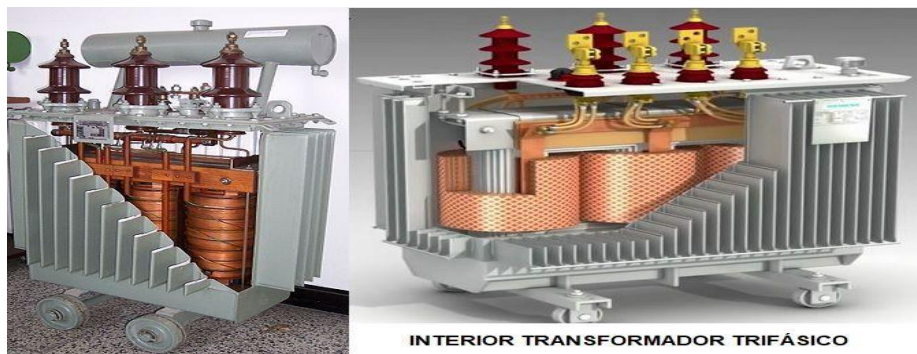
Núcleo

El núcleo de los transformadores está formado por chapas de hierro magnético al silicio de grano orientado, tipo Z9, M4 o similar. En los transformadores monofásicos se emplea un circuito magnético enrollado “acorazado o tipo Shell” con el fin de recuperar las conexiones magnéticas y eliminar los esfuerzos mecánicos interiores que se presentan en el arrollamiento, se hace un recocido del núcleo en atmósfera inerte.

En los transformadores trifásicos, el núcleo corresponde al modelo llamado “de columnas” o tipo “Core”. Las chapas de lámina, una vez cortadas se agrupan en paquetes de sección rectangular hasta 150 KVA y de sección cruciforme para tamaños mayores. El núcleo se somete a un prensado tal que permite reducir al mínimo las corrientes de excitación, las vibraciones y el nivel de ruido, evitando el consecuente calentamiento por dichos fenómenos. Una vez instalado en el tanque, se conecta a tierra para evitar la presencia de tensiones capacitivas.

Figura 6

Transformador Interiormente



Nota. (González García, C. 2012).

Devanados

Los devanados de los transformadores se elaboran con conductores redondos, rectangulares, barras o flejes de cobre electrolítico, material que presenta la mejor conductividad, después del oro y la plata.

En los transformadores monofásicos el bobinado de baja tensión se compone de dos secciones con las cuales se pueden obtener 240 o 120 voltios según se conecte en serie o en paralelo. Al asignar cargas a estos transformadores se debe tener presente que cada bobina de 120 voltios a sido diseñada para suministrar el 50% de la potencia del transformador y no se debe tratar de obtener la potencia total a 120 voltios a menos que se conecte en paralelo las dos bobinas. En todos los transformadores monofásicos y en los transformadores trifásicos hasta 150 KVA, serie 15 KV inclusive, las bobinas tienen una configuración compacta. La baja tensión está conformada por fleje y la alta tensión por conductores redondos, ambos devanados están provistos de canales de refrigeración, y están aislados con papel de resina lo cual permite después del secado una adecuada resistencia al corto circuito.

En los transformadores trifásicos de 225 a 800 KVA serie 15 KV la bobina de BT en el fleje de cobre se devana directamente sobre el núcleo; la AT esta compuesta por cuatro grupos de bobinas devanadas en ejecución orto cíclica, este tipo de transformador ofrece entre otras ventajas una gran aptitud para soportar corto circuito y excelente disipación del calor.

De los transformadores trifásicos serie 15 KV de 1000 KVA y superiores, y en los transformadores de serie 34.5 KV el devanado baja tensión se fabrica en barras tipo anillo, en alambre redondo o rectangular, según sea la corriente nominal; el devanado de alta tensión consta de varias secciones separadas que permiten una gran seguridad en el aislamiento, al tiempo que dejan canales de refrigeración para una eficiente disipación del calor.

Los aislamientos usados de la clase A o (hasta 115 grados centígrados) se caracterizan por su elevada rigidez dieléctrica, su resistencia a altas temperaturas y especialmente por su actitud para trabajar en aceite. El aislamiento de las primeras y últimas capas de las bobinas esta reforzado con el fin a resistir cargas estáticas y permanentes sobre tensiones causadas por ondas errantes, frentes de ondas o descargas atmosféricas o por la conexión y desconexión del transformador.

Conmutador de Derivaciones

Para compensar las variaciones de tensión en la red, se provee normalmente los transformadores con taps colocados en el lado de AT conmutables por medio de un selector para operación exterior y con el transformador desenergizado.

Este conmutador posee seis contactos por fase, permitiendo así la variación rápida y segura de cinco relaciones de transformación diferentes. En los casos normales el rango de variación oscila entre +2,5% y -7,5% existiendo la posibilidad de otros rangos de variación diferentes. Los conmutadores son fabricados en proco lite con contacto de cobre y perilla de accionamiento en aluminio, con capacidad de 15 KV, 30 A para transformadores de distribución. Para los transformadores de potencia hay conmutadores con accionamiento bajo carga de contactos escalonados, los cuales funcionan según el sistema Jansen. También existen bobinas que permiten un cambio importante en la relación de transformación, previendo derivaciones conmutables para ser conectadas internamente soldando y desoldando terminales.

Figura 7*Cambiador de Tomas*

Nota. (Siemens, 1989)

Sistema de Aislamiento

El sistema de aislamiento en un transformador eléctrico es crucial para asegurar su funcionamiento seguro y confiable. Este aislamiento, puede ser sólido o líquido. El aislamiento también protege los devanados y otros componentes internos del transformador de daños por factores como la humedad, la contaminación y el envejecimiento.

Se utilizan materiales aislantes, como papel , aceite y resina , para aislar el núcleo y las bobinas del transformador. Esto garantiza la correcta transmisión de la electricidad, minimizando al mismo tiempo el riesgo de arcos eléctricos y fallos eléctricos que pueden causar daños graves al transformador o incluso una falla catastrófica.

El papel aislante en transformadores de potencia es esencial para asegurar el aislamiento eléctrico entre las partes conductoras y el entorno, así como entre las diferentes bobinas del transformador.

El papel aislante en transformadores de potencia es esencial para asegurar el aislamiento eléctrico entre las partes conductoras y el entorno, así como entre las diferentes bobinas del transformador, generalmente se utiliza papel crepe, o también papel Kraft de alta pureza y buena resistencia mecánica, fabricado a partir de la celulosa pura.

El papel crepé es una fibra a base de celulosa que se utiliza como aislamiento en transformadores sumergidos en aceite, y se encuentra en diferentes calidades como sin calandrar, calandrado y con puntos de diamante. Estos papeles pueden tener un grosor de 12 a 250 micras y una densidad de 0.70 a 1.30 g/cm³.

El papel Kraft también es una opción popular para el aislamiento, especialmente en transformadores que operan con líquido. Este tipo de papel se caracteriza por su alta resistencia y durabilidad, lo que lo hace adecuado para el uso en aplicaciones de alta tensión.

El papel aislante se utiliza en diversas partes del transformador, como. Aislamiento entre bobinas: Para evitar cortocircuitos entre las bobinas de alta y baja tensión. Aislamiento entre bobinas y el núcleo: Para evitar fugas de corriente al núcleo del transformador. Aislamiento de los conductores: Para proteger a los conductores de la bobina de los efectos del aceite y las altas temperaturas.

Propiedades Importantes del Papel Aislante

Resistencia a la tracción: Es la propiedad más importante, ya que el papel debe soportar los esfuerzos mecánicos dentro del transformador. Resistencia eléctrica. El papel debe ser un

buen aislante para evitar fugas de corriente. Estabilidad térmica: El papel debe mantener sus propiedades de aislamiento a altas temperaturas. Absorción de aceite: El papel debe ser capaz de absorber y retener aceite sin que se degenere. Pureza química: El papel debe estar libre de impurezas para evitar la degradación del aislamiento.

La propiedad más importante de un papel aislante es la resistencia a la tracción, la cual le permite soportar los esfuerzos que realiza dentro del transformador. Como tal el papel (celulosa), es un polímero de una molécula llamada glucosa y al envejecerse tiende a perder eslabones de su cadena polimérica, perdiendo vida útil y resistencia a la tracción. Por esta razón, es importante conocer el estado del papel aislante a través de la realización de ensayos como pruebas fisicoquímicas al aceite dieléctrico para conocer el contenido de agua y sustancias de oxidación y ensayos como cromatografía de gases disueltos en aceite, para conocer si existe una posible falla de tipo térmico que lo afecte, o el análisis de contenido de compuestos furánicos que nos permita conocer el grado de polimerización (moléculas de glucosa en el polímero del papel) y determinar el tiempo de vida útil remanente.

Aceite Dieléctrico

Se usa como medio aislante y refrigerante el aceite mineral. Las características que debe tener los aceites de los transformadores son las siguientes. Baja viscosidad para obtener una buena transferencia de calor.

Alta Rigidez Dieléctrica

Ausencia de ácidos inorgánicos, álcalis y azufre corrosivo para prevenir un deterioro en los aislamientos y los conductores. Resistencia a oxidación y la formación de lodos. Resistencia a emulsiones con agua.

Bajo Punto de Congelación

El aceite debe ser químicamente estable para evitar el efecto corona en transformadores de alto voltaje. Antes de ser introducido al tanque, el aceite se somete a un proceso de filtrado y secado para asegurar su correcta operación. Pruebas diarias de rigidez dieléctrica garantizan el valor para operación de un transformador nuevo (200 KV/cm). el llenado se hace en vacío para evitar la contaminación y posibles burbujas en el interior, que serían perjudiciales para el buen funcionamiento del transformador. El aceite dieléctrico debe cumplir como mínimo las siguientes características.

Tabla 3

Características del Aceite Dieléctrico

Características físicas	Norma ASTM	Resultado
Color	D-1500	5 o menor
Punto de inflamación	D-92	145C
Tensión interfacial a 25C	D-971	46 dinas/cm
Punto de fluidez	D-97	-32C
Gravedad específica a 15 C	D-1298	0.865
Viscosidad a 100 C	D-445	2.8cst
Viscosidad a 40 C	D-445	11.5cst
Viscosidad a 0 C	D-445	70.6cst
Aspecto visual	D-1524	claro y brillante

Nota. Requisitos del aceite nuevo. (Siemens 1989)

Tabla 4*Propiedades Dieléctricas*

Propiedades eléctricas	Norma ASTM	Resultado
Rigidez dieléctrica	D-877	42 kv
Rigidez a onda de impulso	D-330	162 kv
Factor de potencia a 25 C	D-924	.005 (o menor)
Factor de potencia 100 C	D-924	0.001
Resistividad a 80 C		1.4 x 10 ¹⁴ ohmios-cm

Nota. Parámetros de un aceite nuevo. (Siemens 1989)

Tabla 5*Propiedades Químicas*

Propiedades químicas	Norma ASTM	Resultado
Sulfuros corrosivos	D-1275	No corrosivo
Clorhidros inorgánicos	D-878	Exento
Contenido de agua	D-1315	16 p.p.m
No. de neutralización	D-974	0.01 mg KOH/g
Contenido de inhibidores	D-2668	0.2%
Estabilidad a la oxidación	D-2440	
% de lodos a 72 H		0.02
total N. de acidez		0,06 mg KOH/g
% de lodos a 164 H		0.03
Total N. de acidez		0.1 mg KOH/g

Nota. (Siemens 1989)

Mantenimiento y Diagnostico de Transformadores

Mantenimiento Preventivo y Predictivo

El mantenimiento preventivo. 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. Se realiza en tiempos y rutinas de actividades programadas que monitorean el estado del equipo buscando mantener su funcionamiento y reducir el desgaste.

El mantenimiento predictivo busca obtener una calidad eléctrica elevada a través de medidas correctoras adecuadas para garantizar un funcionamiento confiable y prolongar la vida del transformador (se busca evitar consecuencias negativas como costes excesivos en energía o detención de producción). Detectar con precisión problemas y prolongar la vida útil de los transformadores, reduciendo su tiempo de inactividad.

Importancia del Diagnóstico en Sistemas Eléctricos

El diagnóstico en sistemas eléctricos es muy importante ya que él. Permite identificar problemas potenciales como cortocircuitos, sobrecargas y fallas de equipos, lo que ayuda a prevenir accidentes y reducir costos de mantenimiento. Además, el diagnóstico facilita la optimización del consumo energético y la mejora de la calidad de la energía. Dentro de los beneficios que podemos atribuir podemos nombrar. Seguridad identificamos y corregimos riesgos eléctricos como cortocircuitos y sobrecargas reduciendo el riesgo de incendios y electrocución. Eficiencia podemos visualizar pérdidas de energía y optimizar el consumo lo que se traduce en ahorro económico. Vida útil nos ayuda a identificar problemas que pueden acortar la vida útil de los equipos, permitiendo tomar acciones para prolongarlas.

Calidad de energía, se identifican y corrigen problemas de voltaje, frecuencia y otros parámetros que puedan afectar el rendimiento de los equipos y la estabilidad del sistema.

Técnicas de Evaluación de la Condición

Las técnicas más apropiadas para evaluar la condición en la cual se encuentra un transformador es mediante pruebas eléctricas, físicas, químicas y análisis de gases. Con ellas podemos identificar problemas espiras cortocircuitadas, deterioro del aislamiento o problemas mecánicos.

Frecuencia de Pruebas y Criterios de Intervención

Estos dependen de varios factores como condición el equipo, su antigüedad y el tipo de prueba, en general se recomienda realizar pruebas e inspecciones anualmente con respectivas revisiones de aceite cada tres a cinco años. Los criterios de intervención varían según el tipo de falla detectada pudiendo ir desde reparaciones menores hasta la sustitución del transformador.

Normas Técnicas Aplicables

IEEE C57.152 - guía de pruebas y diagnóstico (Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2013). Se describen las pruebas y mediciones de diagnóstico realizadas en campo en transformadores y reguladores de potencia con fluido. Siempre que es posible, los reactores de derivación se tratan de forma similar a los transformadores. Las pruebas se presentan sistemáticamente en categorías según el subsistema de la unidad examinada. Se incluye una tabla de diagnóstico para facilitar la identificación de los distintos subsistemas. Se proporciona información adicional sobre técnicas especializadas de prueba y medición. También se incluyen análisis interpretativos en diversas áreas para proporcionar una visión más amplia de la prueba en particular o para orientar sobre los criterios de aceptación. Estos análisis se basan en el criterio de los autores sobre la práctica aceptada. Cabe destacar que los resultados de varios tipos de pruebas deben interpretarse conjuntamente para diagnosticar un problema. También se deben consultar los criterios de aceptación de los fabricantes, ya que pueden prevalecer sobre los criterios de esta guía.

ANSI /NETA MTS-pruebas de mantenimiento (Colque, G., & Roberto, W. M. (2024)

El propósito de estas especificaciones es asegurar que los equipos y sistemas eléctricos probados estén operativos, cumplan con las normas aplicables y las tolerancias del fabricante, y sean aptos para el servicio continuo. Estas especificaciones incorporan pruebas de campo e inspecciones exhaustivas para evaluar la idoneidad para el servicio continuo, el estado de mantenimiento y la fiabilidad de los equipos y sistemas de distribución de energía eléctrica.

La Norma ANSI/NETA para especificaciones de pruebas de mantenimiento para equipos y sistemas de energía eléctrica es un documento utilizado en todo el mundo por personas que buscan garantizar que los equipos y sistemas de energía eléctrica a su cargo funcionen de manera

confiable y segura de conformidad con los estándares y tolerancias de la industria y del fabricante.

Las Normas ANSI /NETA para especificaciones de pruebas de mantenimiento para equipos y sistemas de energía eléctrica fue desarrollada para ser utilizada por aquellos responsables de la operación continua de sistemas y equipos eléctricos. Para guiarlos en la especificación y realización de las pruebas necesarias para garantizar que estos sistemas y aparatos funcionen, satisfactoriamente minimizando el tiempo de inactividad y maximizando la esperanza de vida. este documento ayuda a garantizar el funcionamiento seguro y confiable de los sistemas y equipos de energía eléctrica existentes. Las pruebas de mantenimiento y la comprensión del estado del mantenimiento pueden identificar áreas problemáticas potenciales antes de que se conviertan en problemas de seguridad o problemas importantes que requieran soluciones costosas y que requieran mucho tiempo.

Otras Normas Internacionales

La norma CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques) es una organización internacional que desarrolla normas y recomendaciones para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas eléctricos de alta potencia. Aunque no existe una norma CIGRE específica solo para transformadores, sí hay documentos técnicos de CIGRE que abordan aspectos clave relacionados con estos equipos, como el diagnóstico y el mantenimiento.

La norma principal de la IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) para transformadores de potencia es la IEC 60076. Esta norma establece los requisitos para el diseño, fabricación, pruebas y puesta en servicio de estos transformadores, abarcando diversos aspectos como la construcción, el rendimiento, el aislamiento, la refrigeración y los niveles de ruido. La

norma IEC 60076 se compone de varias partes, cada una de las cuales se enfoca en un tipo específico de transformador o aspecto particular. Partes clave de la norma IEC 60076.

Tabla 6

Norma IEC 60076. Definiciones

Norma IEC	Definición
IEC 60076-1	Cubre requisitos generales para transformadores de potencia, incluyendo definiciones, clasificación, y requisitos de seguridad y ambientales.
IEC 60076-2	Especifica requisitos para transformadores de potencia sumergidos en aceite, incluyendo requisitos para diferentes tipos y potencias nominales.
IEC 60076-3	Describe los requisitos para transformadores de potencia rellenos de gas.
IEC 60076-4	Establece requisitos para la refrigeración de transformadores de potencia.
IEC 60076-5	Define los requisitos para el diseño de transformadores para sistemas de baja tensión.
IEC 60076-6	Especifica los requisitos para los transformadores de potencia que utilizan materiales aislantes de alta temperatura.
IEC 60076-7	Proporciona directrices para el mantenimiento y la evaluación del estado de los transformadores.
IEC 60076-11	Se aplica a transformadores de potencia de tipo seco, con tensiones máximas para equipos de hasta 72,5 kV.
IEC 60076-12	Proporciona una guía de carga para transformadores de potencia de tipo seco.

Nota. Descripción de cada una de las normas. (Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2013).

Además de la norma IEC 60076, existen otras normas internacionales relevantes para transformadores de potencia, como las normas IEEE C57 en Norteamérica. En resumen, la norma IEC 60076 es un estándar internacional fundamental para la industria de transformadores

de potencia, que proporciona un marco completo para garantizar la seguridad, fiabilidad y eficiencia de estos dispositivos.

La norma NTC (Norma Técnica Colombiana) para transformadores de potencia, particularmente la NTC 3654, se aplica a transformadores de potencia tipo seco (incluyendo autotransformadores) con tensiones máximas de hasta 36 kV. Esta norma establece requisitos para el diseño, fabricación y pruebas de estos transformadores, incluyendo aspectos como la corriente sin carga, la tensión de cortocircuito y la eficiencia. Detalles de la NTC 3654. Alcance Se aplica a transformadores de potencia tipo seco (incluyendo autotransformadores) con tensiones máximas de hasta 36 kV.

Tabla 7

Definición Normas NTC

Norma NTC	Definición
NTC 3654	Debe cumplir con los requisitos establecidos de diseño y fabricación.
NTC 3445	Las pérdidas en carga, sin carga y totales no deben exceder los valores máximos especificados para el aislamiento tipo H. Corriente sin carga: No debe ser superior a los valores máximos establecidos en la norma.
NTC 317	Define términos y conceptos relacionados con transformadores.
NTC 818 y NTC 819	Se enfocan en transformadores monofásicos y trifásicos, respectivamente, sumergidos en aceite.
NTC 1358	Establece la información necesaria para el protocolo de pruebas de rutina de transformadores.
NTC 1005	Define métodos de ensayo para determinar la tensión de cortocircuito y las pérdidas con carga en transformadores.

Nota. Se definen normas (Autor 2025)

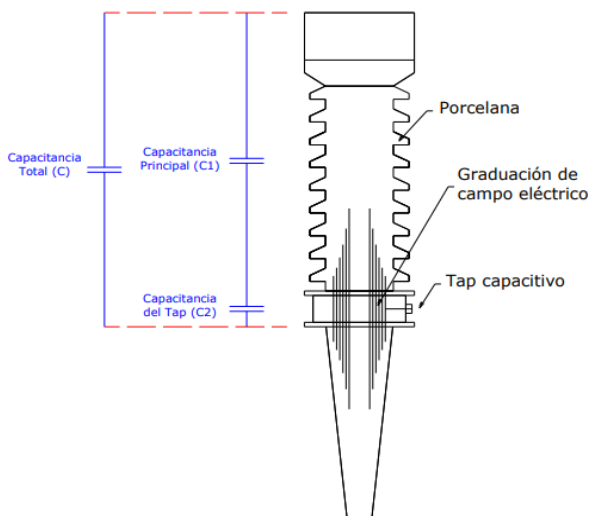
Pruebas Eléctricas y Diagnostico

Prueba de Factor de Potencia (dieléctrico)

Factor de potencia: podemos conocer el estado operativo de los aislamientos. Vemos cambios en propiedades dieléctricas por contaminación o envejecimiento. El factor de potencia en bujes de alta tensión es una medida importante para evaluar la integridad del aislamiento eléctrico. Un factor de potencia bajo indica un buen estado del aislamiento, mientras que un aumento puede ser señal de problemas como contaminación, humedad o deterioro del aislamiento. Las pruebas de factor de potencia son una herramienta clave para el mantenimiento predictivo de bujes (J., & Espinoza, D. 2020).

Figura 8

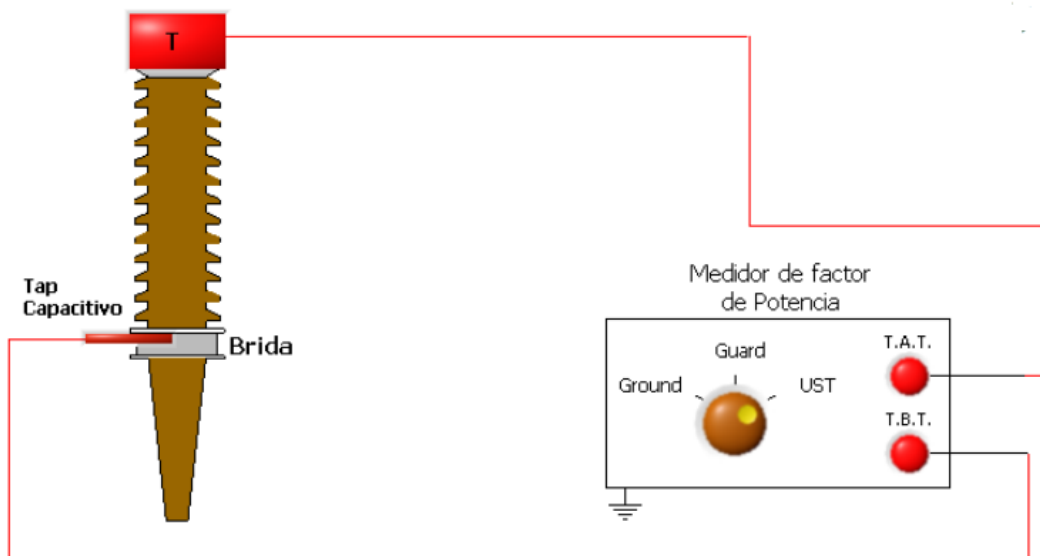
Partes de los Bujes de Alta Tensión Donde Haremos la Medición de la Prueba de Factor de Potencia.



Nota. (Arteaga Ponce, O. A. 2018).

Figura 9

Prueba de Factor de Potencia como se ve en la Figura Siguiete



Nota. (Arteaga Ponce, O. A. 2018).

Cuando hacemos la medición correcta del Factor de Potencia/factor de disipación y capacitancias $C1$ y $C2$ de las boquillas o bujes de un transformador, podemos detectar Cuando el aislamiento es sometido a esfuerzos electromecánicos su aislamiento experimenta cambios físicos.

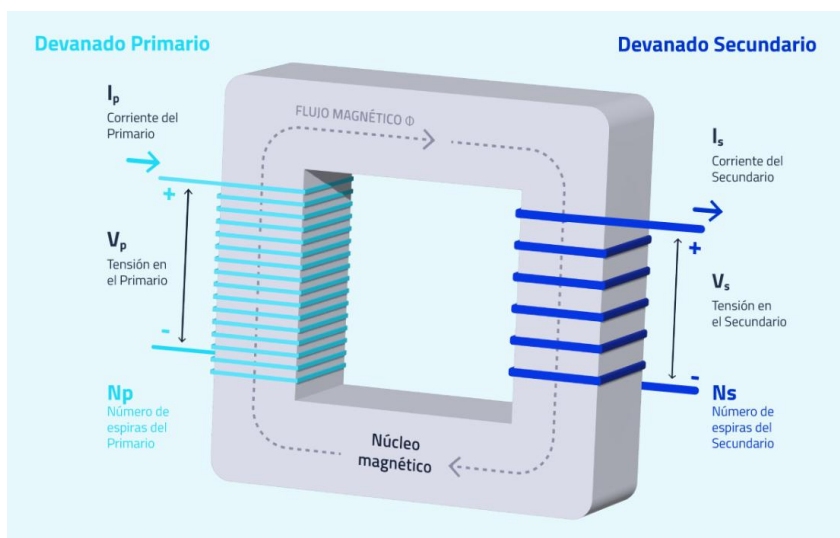
El aislamiento del Bushing presenta un envejecimiento de su sistema, la porcelana por estar expuesta a contaminación del medio ambiente puede llegar a presentar grietas en su estructura.

Prueba de Impedancia de Corto Circuito

Impedancia de corto circuito: Esta prueba se realiza para medir una impedancia generada en el devanado secundario de un transformador en corto circuito en el cual inyectamos una determinada corriente fase por fase en el devanado primario.

Figura10

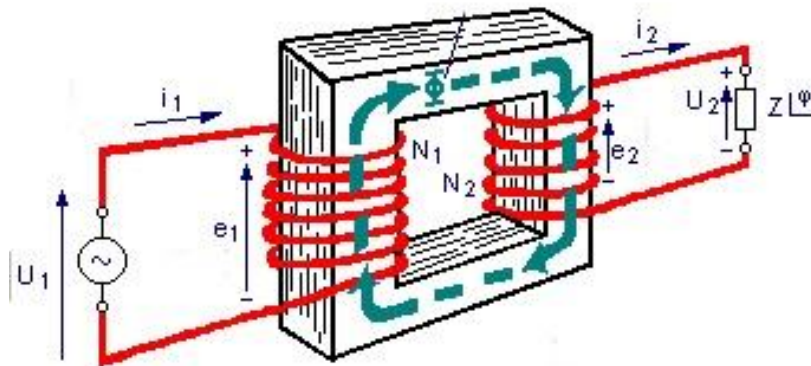
Imagen de Transformador Eléctrico



Nota. (Najle Ormazábal, B. A. 2013).

Ensayo en Vacío y Ensayo en Cortocircuito

Se efectúa conectando uno de los devanados a su tensión nominal y dejando abierto el otro devanado.

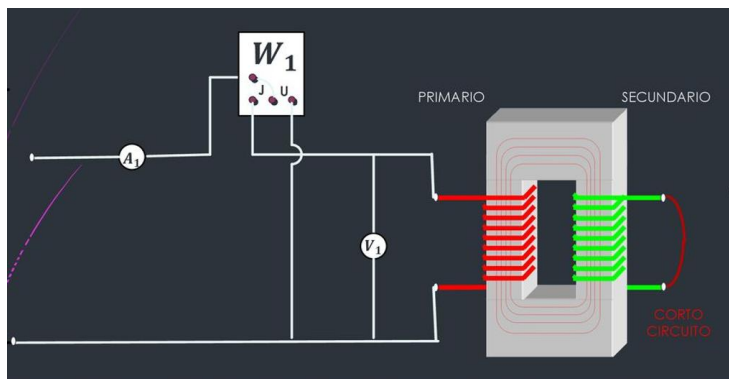
Figura 11*Ensayo en Vacío*

Nota: (Arizpe Islas, J. L., Neira Rosales, S., & López Escamilla, A. 2013).

Por el devanado conectado circulará una corriente de intensidad de pequeño valor. La potencia perdida en el devanado es despreciable por la potencia consumida en el ensayo P_y es la necesaria para cubrir las pérdidas de potencia del circuito magnético PF_e . Las pérdidas en vacío son iguales a las pérdidas magnéticas en el hierro.

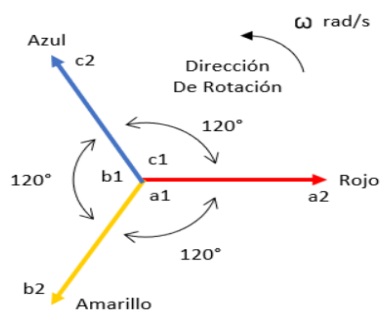
Ensayo en Cortocircuito

Se efectúa conectando uno de los devanados en cortocircuito y aplicando al otro una tensión de pequeño valor U_{cc} , de forma que por los devanados circule una corriente con su intensidad nominal I_n .

Figura 12*Ensayo en Corto Circuito*

Nota. (Martínez-Velasco, J. A., & De Leon, F. 2011).

La potencia consumida en el ensayo P_{cc} es la necesaria para cubrir las pérdidas de potencia en los devanados P_{cu} a la carga nominal. $P_{cc} = P_{cu}$ La tensión de cortocircuito se expresa en tanto por ciento del valor nominal U_n . $u_{cc} \% = (U_{cc} / U_n) \times 100$.

Figura 13*Diagrama Fasorial*

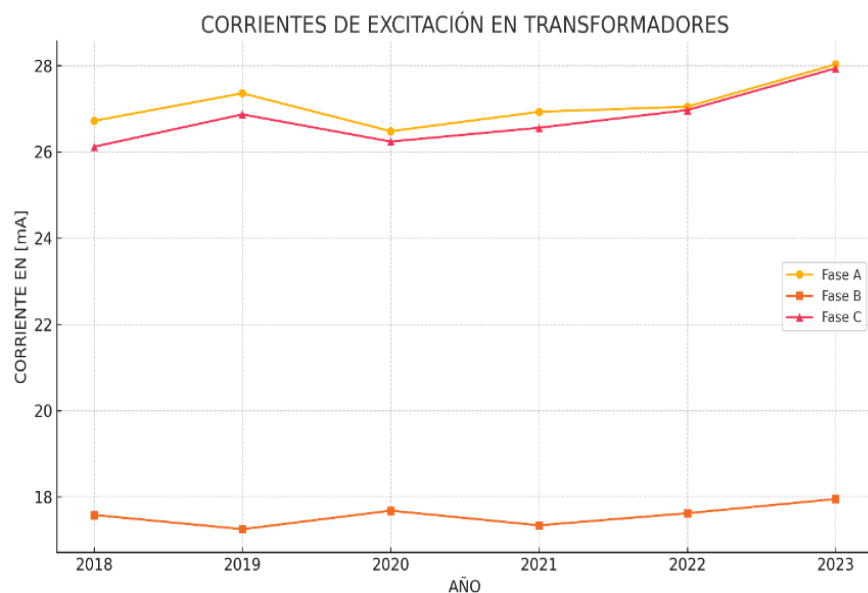
Nota. (Roldán Blay, C. 2017).

Prueba de Corriente de Excitación

Es la energía necesaria para crear y mantener la acción del transformador, se compone de I_{sc} : Corriente de excitación; I_c : Corriente resistiva; I_m : Corriente capacitiva. Con esta prueba vamos a identificar: Integridad en el circuito magnético o núcleo. Aislamiento entre espiras. Daños en el cambiador de tomas.

Las fallas en el núcleo magnético y de aislamiento entre espiras incrementan la reluctancia aparente del circuito magnético, dando origen a corrientes de excitación anormalmente altas, o comportamientos atípicos en los patrones de las corrientes medidas.

La corriente de excitación inicial medida a determinado nivel de tensión (normalmente a 10 kV) es el primer parámetro a evaluar con respecto a unas pruebas realizadas de mantenimiento, ya que incrementos a partir de la medida inicial, están asociados a problemas en el transformador. El estándar IEEE C57.152 – 2013 (Rivas Ordoñez, J. M. 2021). No establece un porcentaje de incremento, por lo cual es fundamental llevar un registro por cada intervención de los valores medidos. En caso de no contar con pruebas iniciales, se recomienda iniciar su trazabilidad en el próximo mantenimiento programado al transformador.

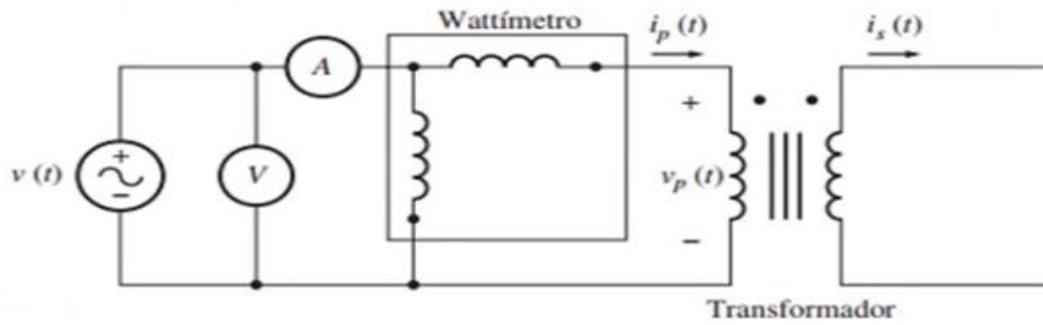
Figura 14*Ejemplo Gráfico de Trazabilidad*

Nota. (Autor, 2025)

La trazabilidad histórica de valores en transformadores nos dice el seguimiento y registro de parámetros importantes en toda la vida útil del equipo, algunos como la relación de transformación, las pérdidas, la resistencia de los devanados, entre otros. Con este seguimiento podemos detectar cambios a lo largo del tiempo del comportamiento en el transformador, identificar posibles fallas y tomar decisiones muy bien basadas sobre el mantenimiento y reemplazo del mismo. la trazabilidad histórica de valores es muy importante ya que ayuda a: Predecir la vida útil del transformador.

Figura 15

Diagrama de Conexión para Prueba de Corto Circuito.



Nota. (García Vélez, E. O., & Gaspar España, C. O. 2010).

Figura 16

Ejemplo Realización de la Prueba en Campo



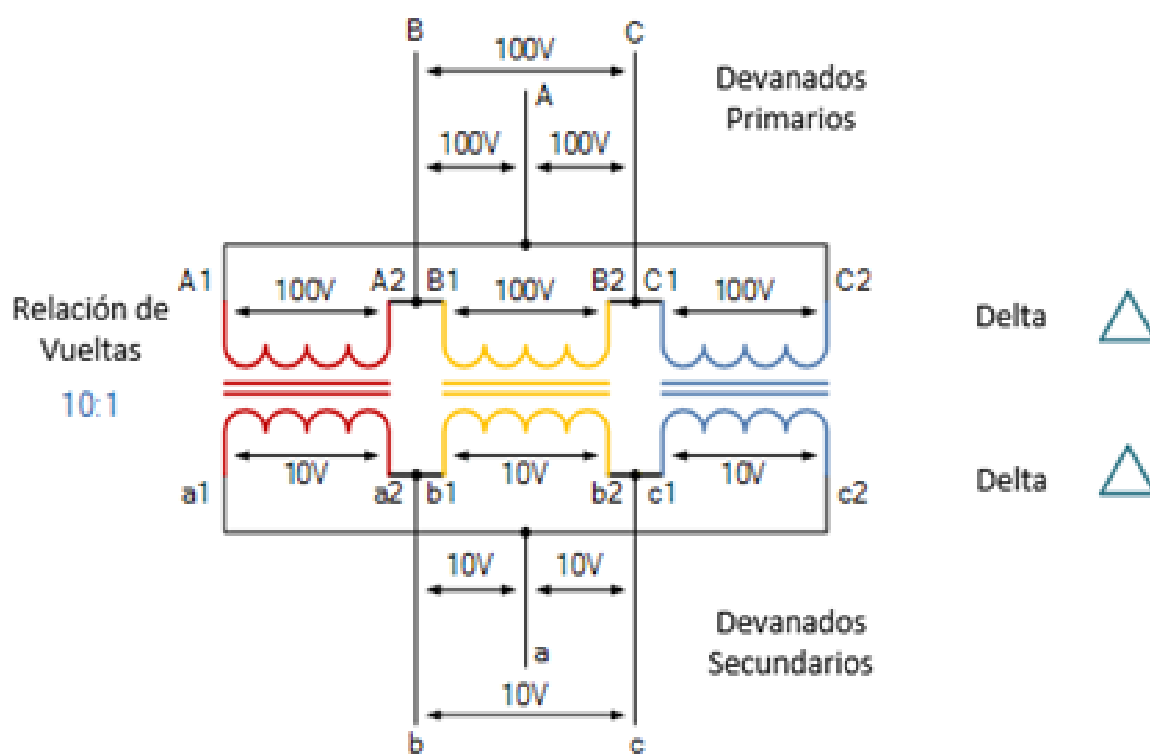
Nota. (García Vélez, E. O., & Gaspar España, C. O. 2010).

Prueba de Relación de Transformación (TTR)

Relación de transformación: Esta prueba tiene como objeto verificar la polaridad y la relación de transformación en los devanados del transformador, con ellas sabemos que no existen cortos circuitos entre espiras, ni conexiones erróneas de las boquillas, ni de los cambiadores de desviación.

Figura 17

Ejemplo de Conexión

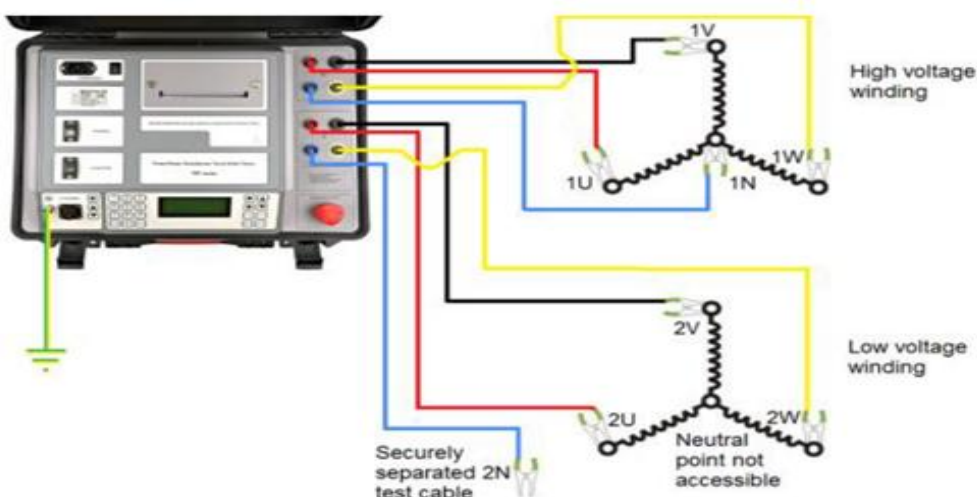


Nota. (Unitronics, S. A. 2005).

La Prueba de Relación de Transformación es un procedimiento que mide la relación de vueltas entre los devanados primarios y secundarios de un transformador. Esta prueba asegura que el transformador proporciona la relación de voltaje correcta y funcione de manera eficiente y segura.

Figura 18

Equipo TTR



Nota. (Sosa Vela, J. P. 2019).

En la figura se observa la conexión de un equipo TTR para la medida de relación de transformación de un transformador trifásico.

Prueba de Resistencia Óhmica de Devanados

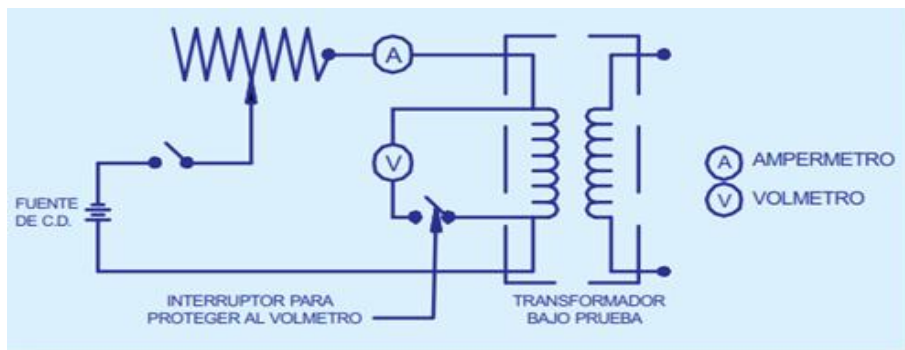
Resistencia óhmica de devanados: Esta prueba consiste en inyectar corriente de prueba al devanado y medimos la caída de voltaje correspondiente en el devanado con lo cual determinamos el valor de la resistencia. La medición de las resistencias óhmicas, es necesaria

para determinar pérdidas en el cobre o pérdidas por I^2R de los devanados también para calcular la temperatura de los mismos al final de la prueba de temperatura. Comprobaremos además que todas las conexiones internas efectuadas en los devanados y guías, fueron firmemente sujetadas. Nombraremos dos métodos para la medición de las resistencias óhmicas método de la caída de potencial o método de puentes de resistencias. Recomendaciones al momento de hacer la prueba. Desconectar los cables de conexión que llegan a las boquillas del transformador. La conexión es estrella desconectar los neutros. Asegurar un buen contacto limpiando perfectamente los terminales. Colocar en su valor más alto las perillas y el multiplicador esto debido a que no conocemos la resistencia del transformador bajo prueba. Cuando circula corriente directa por el devanado bajo prueba, creamos un flujo magnético que de acuerdo a la Ley de Lenz induce un potencial el cual produce flujos opuestos. Esto lo evidenciamos en el galvanómetro por la impedancia que tiene el devanado. Después de un cierto tiempo la aguja del galvanómetro se mueve hacia la izquierda, esto es debido a que comienza a estabilizarse la corriente en la medición de la resistencia.

Método de caída de potencial para la medición de resistencia óhmica del devanado de un transformador.

Figura 19

Diagrama de Conexión



Nota. (Lara Moreno, M. V. 2006).

Figura 20

Prueba de Campo



Nota. (Sanchez Alamilla, M. 2008).

Prueba de Resistencia de Aislamiento

Resistencia de aislamiento: Esta prueba se realiza aplicando voltaje de prueba durante un periodo de tiempo de 10 minutos y tomando lecturas cada 30 segundos y cada minuto, en ella medimos el valor de resistencia de aislamiento entre los devanados de alta y baja tensión. Cuando realizamos la prueba de resistencia de aislamiento, se mide el voltaje y la corriente que circula por el circuito utilizamos la Ley de Ohm, para determinar la impedancia del objeto bajo prueba.

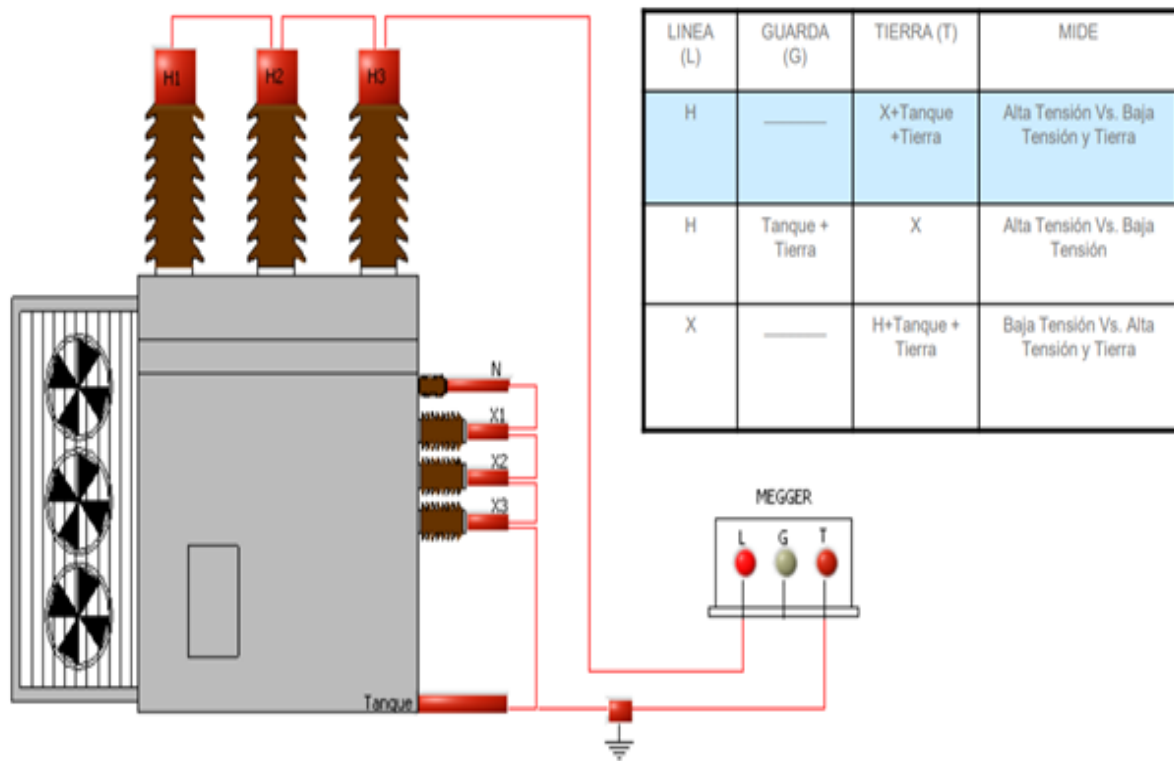
La prueba de resistencia de aislamiento en transformadores debe realizarse durante 10 minutos, de acuerdo con el método de absorción dieléctrica. Las conexiones de prueba dependen de la parte de aislamiento que se desea evaluar. Se pueden realizar tres pruebas diferentes. Alta Tensión vs. Baja Tensión y Tierra. en esta prueba se evalúa se la capacidad del devanado de alta tensión para soportar voltajes elevados sin presentar falla con relación al devanado de baja y la conexión a tierra, un voltaje cc es inyectado por el devanado de alta. Como se ve en la figura 21.

Alta tensión vs. Baja Tensión. En esta prueba se evalúa la capacidad del devanado de alta tensión para soportar voltajes elevados sin presentar falla con relación al devanado de baja, un voltaje cc es inyectado por el devanado de alta. Como se ve en la figura 22.

Baja tensión vs. Alta Tensión y Tierra. en esta prueba se evalúa la capacidad del devanado de baja tensión para soportar un voltaje de prueba inyectado a través de el y no presentar falla con respecto al de alta y la conexión a tierra. Como se ve en la figura 23.

Figura 21

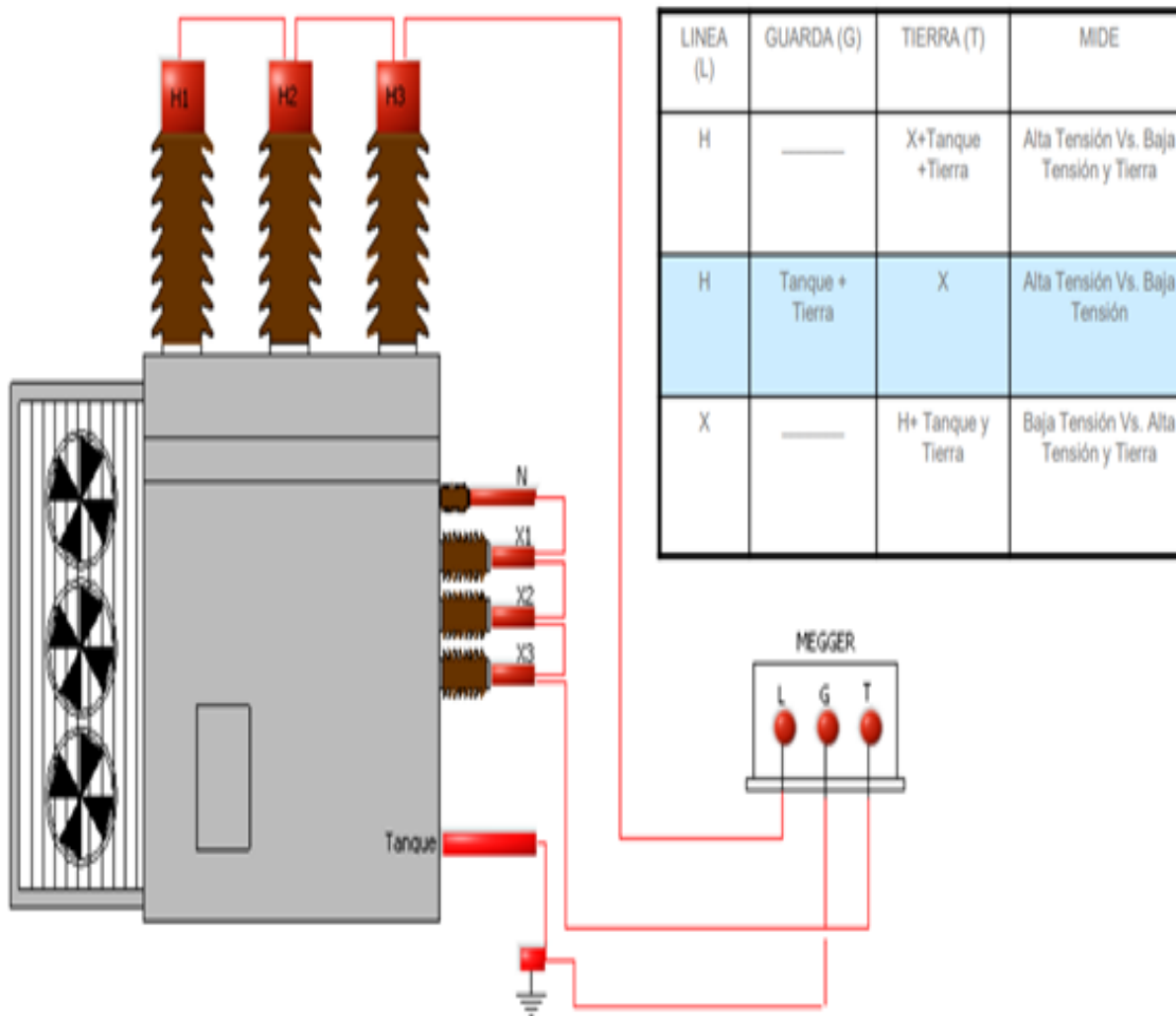
Alta Tensión vs Baja Tensión y Tierra



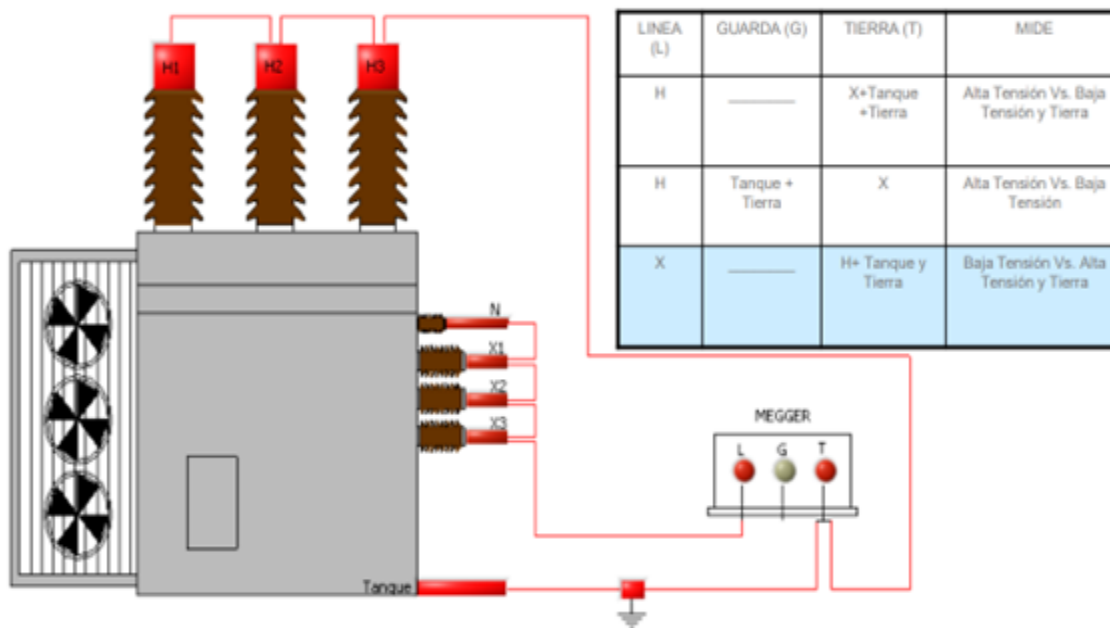
Nota. (Jiménez-Araya, G., & Gómez-Ramírez, G. A. 2016).

Figura 22

Alta Tensión vs Baja Tensión



Nota. (Jiménez-Araya, G., & Gómez-Ramírez, G. A. 2016).

Figura 23*Baja Tensión vs Alta Tensión y Tierra*

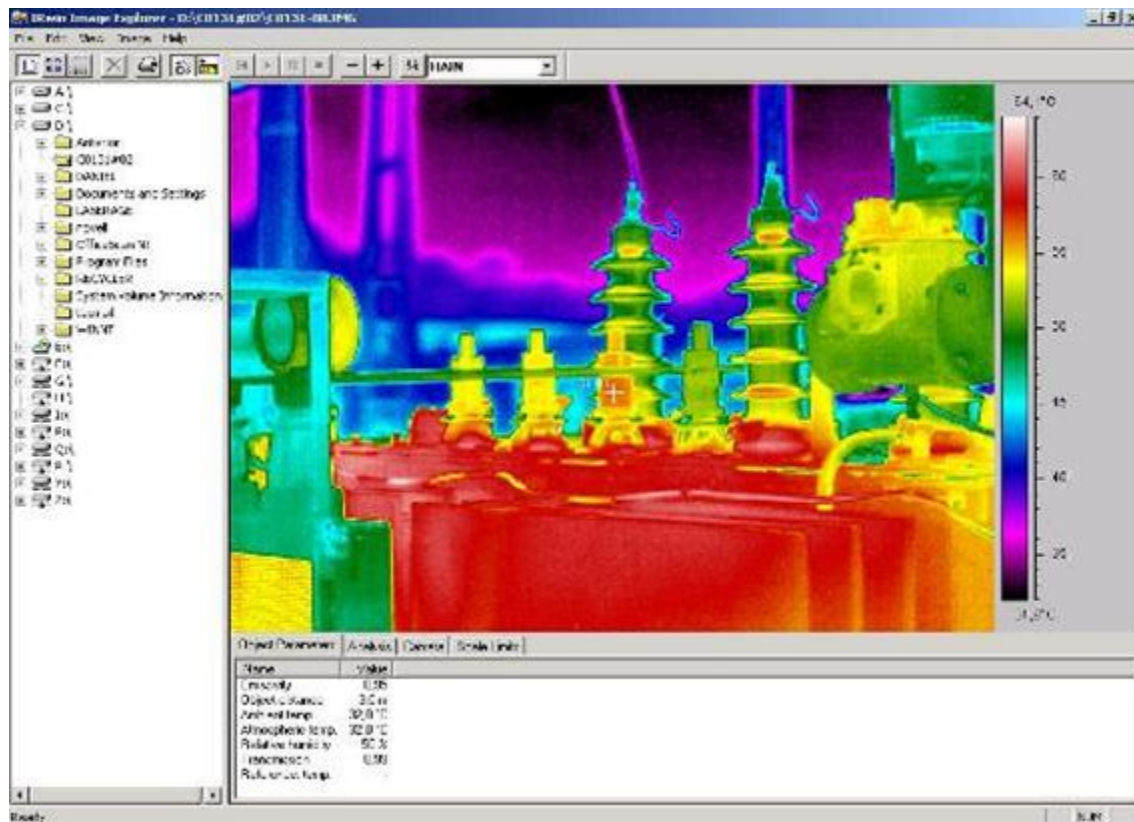
Nota. (Jiménez-Araya, G., & Gómez-Ramírez, G. A. 2016).

Termografía Infrarroja

Termografía: Esta prueba consiste en identificar un componente y compararlo con un punto de referencia, los criterios de falla serán directamente proporcionales a la diferencia de temperatura que existe entre el componente y su referencia. El análisis termográfico es revisar imágenes capturadas e identificar patrones de temperatura que nos muestren posibles problemas. Con esta clase de análisis podemos diagnosticar problemas sin necesidad de desconectar el transformador, lo que optimiza el suministro eléctrico.

Figura 24

Imagen de Termografía



Nota. (Gallo Espín, D. B. 2018)

Pruebas Físico Químicas del Aceite

Extracción y Preparación de Muestra

La toma de muestras debe ser realizada por personal capacitado y certificado ya que la importancia de integridad de la muestra viene desde el momento de su extracción del equipo.

Entidades en Colombia como el SENA avalan y certifican a las personas para esta labor.

Figura 25

Ejemplo Certificación



Nota. (autor, 2025)

Lo primero que debemos hacer es tener una matriz de riesgo.

Tabla 8

Matriz de Riesgo

Identificación Riesgos	Prevención de Riesgos
Riesgo Eléctrico	<ul style="list-style-type: none"> Aplicar protocolos de inspección Desenergizar el equipo Emplear personal entrenado Usar elementos de protección personal
Riesgo de atrapamiento o caída de altura	<ul style="list-style-type: none"> Emplear personal empleado Usar elementos de protección personal
Quemadura por alta temperatura	<ul style="list-style-type: none"> Conservar distancias de seguridad Usar elementos de protección personal
Contaminación cruzada	<ul style="list-style-type: none"> Inspeccionar los equipos a su ingreso No reutilizar kits para toma de muestras
Exposición a vapores y gases	<ul style="list-style-type: none"> Ventilar el área de trabajo Usar elementos de protección personal
Contacto con sustancias químicas y residuos peligrosos	<ul style="list-style-type: none"> Usar elementos para contención de derrames Usar elementos de protección personal Implementar el plan de contingencias

Nota. Se describe elementos de protección para toma de muestra. (Autor,2025)

La toma de muestras en transformadores de potencia en Colombia es crucial para el mantenimiento preventivo y predictivo, permitiendo identificar posibles defectos o condiciones anormales. Este proceso involucra la extracción de aceite dieléctrico o gas para su análisis y diagnóstico, ayudando a determinar el estado de salud del transformador y prevenir fallas. Luego extraemos la muestra con todas las medidas necesarias para conservarla en estado óptimo cuando ésta llegue al laboratorio para su respectivo análisis.

Medición de Rigidez Dieléctrica

Rigidez dieléctrica: capacidad que tiene un aceite aislante de soportar tensión eléctrica sin fallar. La rigidez dieléctrica es la intensidad mínima del campo eléctrico a la que se produce una ruptura eléctrica de un dieléctrico líquido. La unidad de medida es el voltio sobre centímetro (V/cm.) la disminución de la rigidez dieléctrica del aceite de transformador conduce.

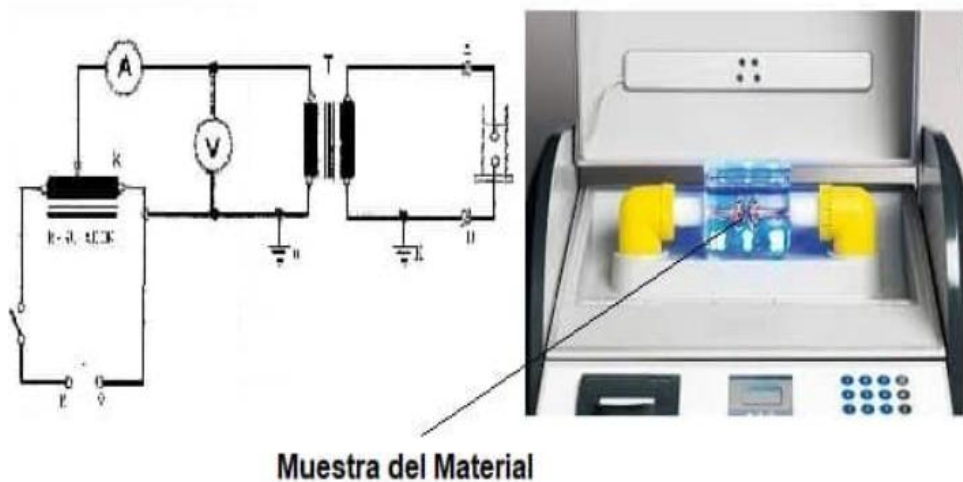
Presencia de humedad en aceite, Presencia de inclusiones de gas, Presencia de impurezas mecánicas.

Figura 26

Imagen Equipo Rigidez Dieléctrica



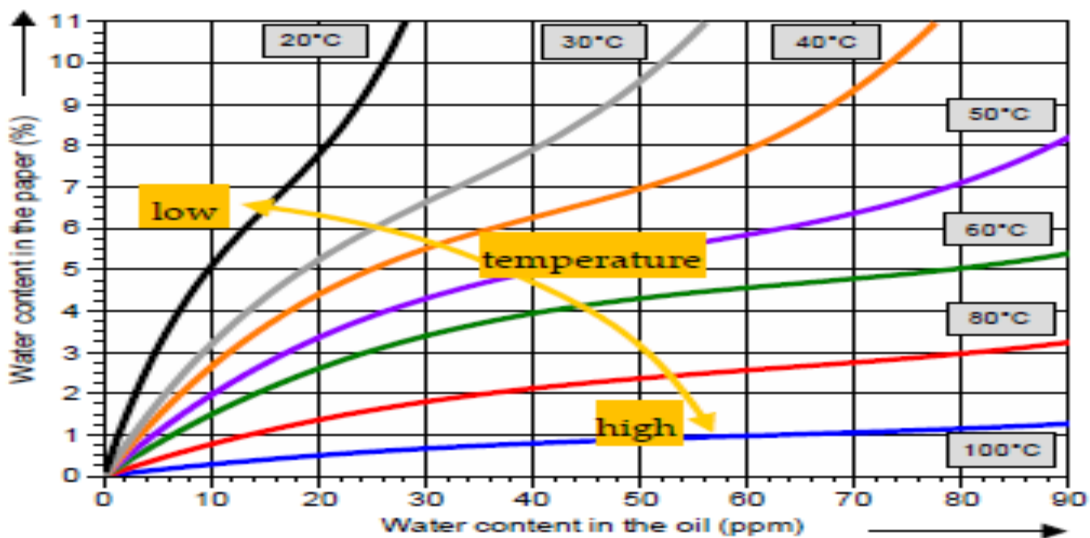
Nota. (González, F. A., Flórez, M. A., Llamas, A. D. J. R., Pinzón, Á. O. S., López, J. A. C., & Franco, C. A. C. 2022).

Figura 27*Imagen de Equipo Utilizado para la Prueba**Nota.* (Rojo, C. R. 1997)**Determinación de Partes por Millón (PPM) de Agua**

Partes por millón de agua: PPM significa partes por millón. Con ella medimos el peso de la humedad dividido por el valor del aceite. El contenido de humedad del aceite reduce la rigidez dieléctrica del sistema de aislamiento, lo que permite que una descarga disruptiva dañe un transformador.

Figura 28

Análisis de Muestra según la Temperatura



Nota. (Ruano Rivera, B. A. 2020).

Análisis de Tensión Interfacial

Tensión interfacial: Se verifica la fuerza de separación de la interfase aceite agua. Color se verifican cambios de color en el tiempo.

En la interfaz formada entre dos líquidos inmiscibles, las fuerzas de cohesión y adhesión moleculares hacen que se forme una “película” que es análoga a una lámina elástica con una fuerza de tensión asociada. Esta propiedad se denomina tensión interfacial (IFT) y es muy sensible a las impurezas en cualquiera de los líquidos. Líquido inmiscibles son aquellos q no se disuelven o mezclan entre ellos.

La tensión interfacial mide las proporciones de contaminantes polares disueltos y subproductos de oxidación en fluidos aislantes eléctricos como el aceite mineral. Un valor alto, generalmente para el aceite aislante nuevo, indica la ausencia de contaminantes polares

indeseables. La importancia radica en el hecho de que cuando el aceite dieléctrico se empieza a oxidar se producen sustancias que contienen oxígeno como alcoholes aldehídos y cetonas que no pueden ser detectados por otros ensayos como número ácido, por ejemplo. Igualmente, la presencia de sustancias con otros átomos diferentes oxígeno como el cloro afecta su valor.

Figura 29

Equipo Medida de Tensión Interfacial



Nota. (Pinzón Villarreal, V. J. 2019).

Evaluación de color, densidad y gravedad específica

Gravedad específica: relación que hay entre un volumen de agua y un volumen de aceite

Si estas pruebas son realizadas de acuerdo con la normatividad existente y en los periodos establecidos el diagnóstico del estado de un transformador cualquiera será muy preciso y evitaremos gastos y pérdidas de tiempo en mantenimientos. También tendremos una confiabilidad muy alta en el servicio que nos prestaran estos equipos.

La prueba periódica de su fluido aislante, y para obtener una buena muestra de fluido es necesario saber de dónde extraer la muestra. Los fluidos de transformadores requieren muestreos de diferentes lugares según su gravedad específica. La gravedad específica de un líquido aislante es simplemente la relación entre la densidad del fluido y la densidad del agua; el agua tiene una gravedad específica de 1,0, el agua libre en un fluido aislante migrará hacia la parte superior o inferior según la gravedad específica del fluido. Si la gravedad específica de un fluido aislante es mayor que 1, tome una muestra desde la parte superior. Si la gravedad específica del fluido aislante es menor a 1, tome una muestra desde el fondo. Haga pasar de 2 a 4 cuartos de aceite usado a través de la válvula de muestra antes de recolectar la muestra.

Gravedad específica de los fluidos aislantes de transformadores. A continuación, se muestra una figura que enumera la gravedad específica de los fluidos aislantes de transformadores comunes que los técnicos pueden encontrar en el campo:

Tabla 9

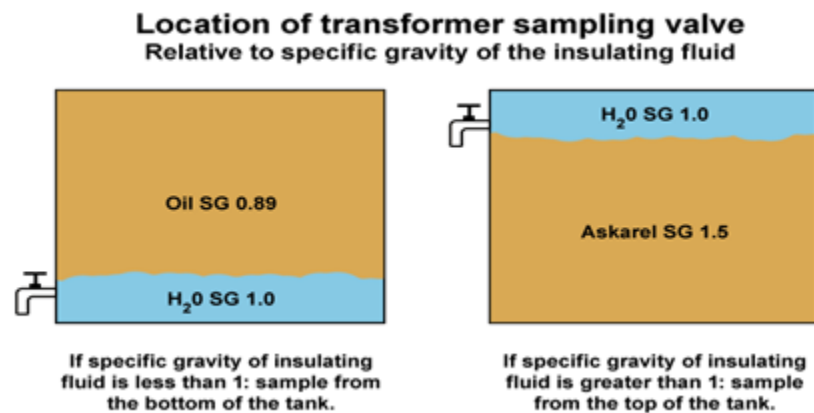
Gravedad Especifica

Líquido	Peso específico	Ubicación de la muestra
Askarel (PCB)	1,56-1,38	Arriba
Agua	1,00	--
Silicona	0,98-0,834	Abajo
FR3	0,92	Abajo
Bio Temp	0,91	Abajo
Aceite Mineral	0,89	Abajo

Nota. Se nombran los aceites más conocidos. (Fonseca, O. 2006).

Figura 30

Ubicación Válvula para Muestra



Nota. (Nuñez Forestieri, J. R. 2004)

Figura 31

Ejemplo de Toma de Muestra en Campo



Nota. (Isaza Arboleda, J. C. 2024)

En Colombia, la prueba de color de aceite en transformadores de potencia es una práctica importante para evaluar la salud y el estado del aislamiento del transformador. Esta prueba, a menudo parte de un análisis más amplio de aceite, ayuda a identificar posibles problemas y deterioro, lo que permite tomar medidas preventivas y reducir el riesgo de fallas, ¿Por qué es importante la prueba de color? El color del aceite puede cambiar a medida que se degrada, indicando la presencia de productos de descomposición como furanos o gases disueltos.

Figura 32

Comparación de Color



Nota. (Briones Martinez, M. G. 2005)

Normas de Evaluación y Comparación de Resultados Normas Internacionales

IEC60296:(Atanasova-HöhleinI.2021). Especifica los requisitos y métodos de prueba para aceites minerales aislantes. ASTM:(Anualmente,RI1995)

Define estándares para pruebas como la rigidez dieléctrica, el contenido de agua, el índice de neutralización, etc. ANSI/IEEE:(Maier,M.W.,Emery,D.yHilliard,R.2004).

Establece normas para pruebas en transformadores, incluyendo la relación de transformación, la resistencia de los devanados, etc. Examen Visual Norma ASTM D-1524.

Rigidez Dieléctrica Norma ASTM D-877. Índice Colorimétrico Norma ASTM D-1500. Número de Neutralización Norma ASTM D-974. Tensión Interfacial Norma ASTM D-971. Contenido de Agua Norma ASTM D-1533. Interpretación de los resultados.

Los resultados de las pruebas se comparan con los valores de referencia establecidos en las normas y en la experiencia de la red eléctrica. Si los resultados indican una condición anormal (por ejemplo, rigidez dieléctrica baja, alto contenido de agua, presencia de gases), se deben tomar medidas para mejorar la calidad del aceite o, en su defecto, para reemplazar el transformador.

Comparación con Parámetros Normativos

Esta comparación de resultados de las pruebas del aceite dieléctrico de transformadores con los parámetros que están establecidos en la norma. La realizamos para validar que el aceite está dentro de los requisitos de aislamiento y refrigeración del transformador. Para esto nos toca comparar los resultados de pruebas como la tensión de ruptura, el factor de potencia y el análisis de gases disueltos con los estándares establecidos en normas.

En la comparación debemos incluir los siguientes pasos. Verificación de los parámetros normativos: Miramos las normas importantes (como la IEC 60296) para identificar los valores mínimos y máximos permitidos para cada parámetro del aceite dieléctrico. Realización de las pruebas. Llevamos a cabo las pruebas necesarias para determinar los valores de los parámetros del aceite, la tensión de ruptura, el factor de potencia, la acidez, el contenido de agua, el análisis de gases disueltos, etc.

Comparación de los resultados. Comparamos los resultados de las pruebas con los valores normativos. Si los resultados se encuentran en los rangos permitidos, el aceite cumple con la norma. Evaluación de la calidad del aceite. Si hallamos resultados que no cumplen con las

normas, evaluamos la calidad del aceite y decidimos si es necesario reemplazarlo, realizar un tratamiento o tomar otras medidas correctivas. Los parámetros más relevantes a comparar, tensión de ruptura, factor de potencia, análisis de gases disueltos, viscosidad, color del aceite.

Ejemplo de análisis y comparación. Si la tensión de ruptura del aceite medida en una prueba es de 25 kV/mm y el estándar exige un mínimo de 30 kV/mm, entonces el aceite no cumple con la norma. Esto indicaría que el aceite puede estar degradado o contaminado, y se podrían tomar medidas para corregir el problema.

Tabla 10

Detección de Fallas Incipientes

Acciones	Definición
Extracción de muestras de aceite	Obtenemos muestras de aceite del transformador periódicamente y se analizan.
Análisis de gases disueltos	Identificamos y cuantificamos la presencia y concentración de diversos gases disueltos en el aceite.
Interpretación de resultados	Los resultados del análisis, considerando las tendencias de cambio en los gases, para determinar el tipo de falla o defecto que se está presentando. según sea el tipo de gas de más concentración.
Implementación de medidas correctivas	Cuando se identifica la falla, se hacen acciones correctivas para prevenir o mitigar los efectos de la misma.
Análisis de gases disueltos	Se utiliza para identificar fallas en transformadores, como lo son sobrecalentamiento, descargas eléctricas o desgaste del papel aislante.

Análisis espectral de la corriente de excitación	Con este método revisamos las frecuencias de la corriente de excitación para identificar posibles problemas en el transformador.
Pruebas de impulso (SFRA)	Evaluamos la resistencia al estrés eléctrico aplicando impulsos de alta tensión al transformador.
Pruebas de barrido de respuesta en frecuencia	Se mide la respuesta en frecuencia del transformador para detectar posibles problemas en el núcleo y los devanados.

Nota. Se explica formas de detectar fallas. (Autor 2025)

La detección de fallas incipientes en transformadores se hace mediante el análisis de las concentraciones de gases como hidrógeno, metano, etano, etileno y acetileno, se pueden identificar diferentes tipos de fallas, como sobrecalentamiento, descarga eléctrica o desgaste del papel aislante.

Trazabilidad Histórica de Valores

La trazabilidad histórica de valores en transformadores dice el seguimiento y registro de parámetros importantes en toda la vida útil del equipo, algunos como la relación de transformación, las pérdidas, la resistencia de los devanados, entre otros. Con este seguimiento podemos detectar cambios a lo largo del tiempo del comportamiento en el transformador, identificar posibles fallas y tomar decisiones muy bien basadas sobre el mantenimiento y reemplazo del mismo.

Si la evolución de parámetros en el tiempo como el grado de polimerización de la celulosa o el análisis de gases disueltos, podemos estimar la vida útil remanente del transformador.

Detectar fallas en etapas tempranas. Diferencias y cambios en la relación de transformación, elevación de las pérdidas o cambios en la resistencia de los devanados nos indican problemas en el transformador que requieren intervención.

Optimizar el mantenimiento. Con el registro histórico de valores permite programar y planificar el mantenimiento predictivo y preventivo, evitando averías no esperadas y bajando los costos.

Tomar decisiones fundamentadas sobre el reemplazo. Si se conoce el cambio de los parámetros del transformador, podemos determinar cuándo es más conveniente reemplazarlo por uno nuevo, minimizando los riesgos de fallas catastróficas.

Parámetros relevantes a rastrear: resistencia de devanados, pérdidas, análisis de gases disueltos, grado de polimerización, la temperatura, nivel de aceite, la capacitancia y la resistencia dieléctrica, teniendo en cuenta las que apliquen según el tipo de transformador.

Beneficios de Tener una Trazabilidad Histórica

Alta confiabilidad del sistema, bajos costos de mantenimiento, prolongada vida útil del transformador, buena gestión de activos.

Emisión de Diagnóstico Técnico

la emisión del diagnóstico técnico será basada en toda la serie de pruebas que debemos llevar a cabo cumpliendo con todas las normas vigentes y ligado a los parámetros que nos dicen la condición real de operación en la que se encuentra nuestros equipos, con lo cual podemos tomar decisiones que disminuyan el impacto que tendría una falla no prevista en nuestro sistema energético.

El tipo de formato a utilizar dependerá de la normativa, las necesidades del cliente y el tipo de transformador a diagnosticar. En general, los formatos deben incluir información sobre el

transformador, los parámetros medidos, los resultados de las pruebas, las conclusiones del diagnóstico y las recomendaciones de mantenimiento.

Conclusiones

El presente trabajo se basó en las principales pruebas requeridas para el diagnóstico y mantenimiento de transformadores.

El presente trabajo sirve de guía para los estudiantes y el personal que desee practicar pruebas de aislamiento de transformadores y puede servir como instrumento en el desarrollo de programas operacionales y de mantenimiento, ya que muchas de estas pruebas son desarrolladas en la recepción de equipos son igualmente realizadas en pruebas de rutina.

Se analiza el transformador su funcionamiento y sus partes principales explicando cada uno de ellos y su desempeño.

Explicamos el fenómeno inductancia mutua teóricamente el cual es el principio de funcionamiento de los transformadores.

En este trabajo se evidencia una descripción completa de las características de funcionamiento de los transformadores de baja, media y alta tensión, lo que proporciona una base sólida para comprender la importancia de las pruebas eléctricas.

En este trabajo se hace un análisis de las pruebas de aislamiento y se concluye que estas son de mucha importancia para los transformadores, ya que de ellas depende que el equipo pueda entrar en servicio, definen también la vida útil del mismo y pueden prevenir daños acorto o largo plazo.

Siguiendo normas como lo son ANSI/IEEE

Establece normas para pruebas en transformadores, incluyendo la relación de transformación, la resistencia de los devanados, etc.

El cumplimiento de las normas IEC garantizan que los transformadores se diseñen y fabriquen según las especificaciones y estándares de rendimiento requeridos internacionalmente.

En este trabajo se realizó el análisis de las normas que aplican a transformadores y se extrajeron las tolerancias aceptables que deben dar los ensayos para asegurar el buen estado del transformador.

Los resultados de las pruebas se comparan con los valores de referencia establecidos en las normas y en la experiencia de la red eléctrica.

Si analizamos la evolución de parámetros en el tiempo como el grado de polimerización de la celulosa o el análisis de gases disueltos, podemos estimar la vida útil remanente del transformador.

Las pruebas de transformadores son esenciales porque permiten evaluar el estado de un transformador y detectar posibles fallas antes de que causen daños mayores o interrupciones en el suministro eléctrico. Las pruebas periódicas ayudan a identificar problemas.

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia depende en gran parte de las pruebas y diagnósticos que hagamos a los transformadores porque de ello depende que un sistema pueda mantener su equilibrio operativo ya sea en condiciones normales o después de una perturbación.

La estabilidad del sistema eléctrico de potencia depende de la capacidad del transformador de mantener sus niveles de voltaje dentro de los límites aceptables después de una perturbación que afecte el equilibrio entre generación y demanda.

Recomendaciones

Se sugiere al momento de la instalación de un transformador seguir el protocolo suministrado en cada una de las normas estudiadas en el presente trabajo para garantizar un buen desempeño del equipo.

Al momento de entrar en operación el transformador revisar que allá una buena ventilación y realizar inspecciones visuales regulares, realizando pruebas periódicas para saber el estado y comportamiento del transformador.

las pruebas mínimas que debemos realizar para conocer el estado de un transformador aparecen en el presente trabajo, pero tambien debemos profundizar en nuevos avances que existen para lograr unos diagnósticos efectivos al momento de valorar el estado de los transformadores en servicio.

Siempre debemos contar con un personal altamente calificado para el desarrollo de las pruebas y diagnósticos de transformadores ya que de ello depende la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia.

Se debe de aplicar en todo momento y para cualquier prueba a transformadores las normas de seguridad establecidas para esta actividad.

Referencias Bibliográficas

- Anualmente, RI (1995). Normas ASTM.
- Arévalo, J., & Espinoza, D. (2020). Análisis de Fallas en Transformadores de Potencia y su Prevención. El Salvador.
- Arizpe Islas, J. L., Neira Rosales, S., & López Escamilla, A. (2013). Calidad de energía y sistemas eléctricos de potencia. *Ingenierías*, 1(1), 29-54.
- Arteaga Ponce, O. A. (2018). Análisis de respuesta en frecuencia para el diagnóstico de un transformador de potencia (Doctoral dissertation).
- Atanasova-Höhlein, I. (2021). IEC 60296 (Ed. 5): norma para la clasificación de aceites minerales aislantes según su rendimiento y no según su origen. *Revista Transformers*, 8(1), 86-91.
- Briones Martínez, M. G. (2005). Análisis técnico y económico de la recuperación de los aceites dieléctricos con tierra Fuller y desludificación de bobinados en transformadores (Bachelor's thesis).
- Castiblanco Ladino, J. N., & Benavides Alvarado, C. A. (2006). Guía general y recomendaciones para pruebas de diagnóstico de falla en equipos de alta tensión en subestaciones de energía eléctrica.
- Charles, K., & Alexander, S. (2013). *Fundamentos de Circuitos Electricos*. Mcgraw-Hill Interamerican.
- Colque, G., & Roberto, W. M. (2024). Análisis y diagnóstico de la calidad del aislamiento mediante ensayos predictivos en transformadores de potencia sumergidos en aceite.
- Fonseca, O. (2006). Ensayos al aceite dieléctrico... Diagnósticos esenciales en cualquier programa de mantenimiento eléctrico.

- Gallo Espín, D. B. (2018). Mantenimiento predictivo utilizando la técnica de la termografía en transformadores y alimentadores de la Empresa Eléctrica CNEL EP Bolívar.
- García Vélez, E. O., & Gaspar España, C. O. (2010). Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de gran potencia en aceite (Aplicado a un transformador de 160MVA, 13, 8kV/138kV de la Central Térmica Trinitaria) (Bachelor's thesis).
- González García, C. (2012). Procedimiento de Modelado basado en el Análisis de la Respuesta en Frecuencia y aplicación en Transformadores Trifásicos de Potencia para su Caracterización y Diagnóstico (Doctoral dissertation, Universidad Carlos III de Madrid).
- González, F. A., Flórez, M. A., Llamas, A. D. J. R., Pinzón, Á. O. S., López, J. A. C., & Franco, C. A. C. (2022). Evaluación de los estándares ASTM D877 y ASTM D1816 para determinar la tensión de ruptura dieléctrica a frecuencia industrial en aceites aislantes. en la Nueva Era, 365.
- IEEE Std C57.152-2013 IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors [2] Cigré Technical Brochure N°445 Guide for Transformer Maintenance, 2011 [3] IEC 60076-1:2011 Power transformers - Part 1: General
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2013). IEEE Std C57. 152-2013: IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. IEEE.
- Isaza Arboleda, J. C. (2024). Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de potencia inmersos en aceite.

- Jiménez-Araya, G., & Gómez-Ramírez, G. A. (2016). Comportamiento de los aislamientos sólidos de transformadores de potencia en condiciones ambientales no controladas. *Revista Tecnología En Marcha*, 29(3), 99-116.
- Lara Moreno, M. V. (2006). Procedimiento de puesta en servicio de una subestación de interconexión internacionañ a 230 Kv (Bachelor's thesis, QUITO/EPN/2006).
- Maier, M. W., Emery, D. y Hilliard, R. (2004). ANSI/IEEE 1471 e ingeniería de sistemas. *Ingeniería de sistemas* , 7 (3), 257-270.
- Martínez-Velasco, J. A., & De Leon, F. (2011). Circuito equivalente de un transformador con regulación. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 19(1), 93-109.
- Najle Ormazábal, B. A. (2013). Transformadores de distribución con núcleo de metal amorfo: investigación y diseño teórico.
- Pazos Diaz, E. A. (2009). Diseño de transformadores trifásicos desde 5 Kv a 2000 KVA y tensión hasta 33 Kv.
- Pinzón Villarreal, V. J. (2019). Manual De Pruebas Realizadas Al Aceite Dieléctrico De Transformadores De Potencia Sumergidos En Aceite.
- Rivas Ordoñez, J. M. (2021). Pruebas eléctricas de puesta en servicio para verificación de operatividad de los transformadores de medida de la subestación Moquegua de 220 kV.
- Rojo, C. R. (1997). Calidad Del Aceite Dieléctrico Utilizado En Transformadores. *Dyna*, 64(122), 41-52.
- Roldán Blay, C. (2017). Fasores temporales y ondas senoidales.
- Ruano Rivera, B. A. (2020). Estimación de la humedad en el aislamiento de papel a través de la medición en el aceite en transformadores de potencia de ETCEE-INDE, mediante equipo

de instrumentación Transmisor de Humedad Y Temperatura (Vaisala MMT330)

(Doctoral dissertation, Universidad de San Carlos de Guatemala).

Rueda Rincón, L. E. (2016). Máquinas Eléctricas.

Sanchez Alamilla, M. (2008). Pruebas a transformadores de potencia.

siemens transformadores de potencia y distribucion Saenz & Cia.Ltda.01-89-493.9/04.

Sosa Vela, J. P. (2019). Diseño de un sistema de indicadores TTR y plan de mantenimiento para mejorar eficiencia, disponibilidad y calidad de equipo de impresión offset en grupo litográfico (Doctoral dissertation, Universidad de San Carlos de Guatemala).

Unitronics, S. A. (2005). Mantenimiento de los transformadores de potencia. Ensayos de campo.

Website of the IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers): Para acceder a las normas IEEE, incluyendo las normas C57.

Website of the International Electrotechnical Commission (IEC): Para acceder a las normas IEC, incluyendo la IEC 60076.