



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE

FACULTAD DE INGENIERÍA

**MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO DE
TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL

AUTOR: ESTEBAN JAVIER PIÑAPIL

DIRECTOR DE PROYECTO: ING. RUBÉN PÉREZ

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

NEUQUÉN CAPITAL

NOVIEMBRE 2022

RESUMEN

TÍTULO: MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

AUTOR: ESTEBAN JAVIER PIÑAPIL

PALABRAS CLAVE: Mantenimiento, Transformador, Ensayos eléctricos, Ensayos al aceite.

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo tiene como objetivo presentar al lector un compendio de los ensayos a realizar a un transformador de potencia dentro de un programa de mantenimiento preventivo y predictivo.

Debido a la importancia que revisten estos equipos dentro de la industria energética es imperativo contar con un programa de mantenimiento adecuado a las circunstancias del equipo. No es propósito de este trabajo establecer dicho cronograma, más bien se busca orientar al lector respecto a los ensayos a realizar y su periodicidad.

El trabajo se divide en cuatro capítulos:

El primer capítulo se centra en las partes constitutivas del transformador a los fines de comprender su funcionamiento práctico.

El segundo capítulo, menciona los factores que aceleran el envejecimiento de las aislaciones del transformador. Se enfatiza en los ensayos que se realizan para diagnosticar su estado.

El tercer capítulo presenta una experiencia de mantenimiento de un transformador en la cual participé como observador. Presento como, con la ayuda de los ensayos, se puede arribar a un diagnóstico del equipo.

El cuarto capítulo contiene las conclusiones de los ensayos, del trabajo y generales.

ABSTRACT

TITLE: PREVENTIVE AND PREDICTIVE MAINTENANCE IN POWER TRANSFORMERS

AUTHOR: ESTEBAN JAVIER PIÑAPIL

KEYWORDS: Maintenance, Transformer, Electrical test, oil test.

DESCRIPTION:

The objective of this work is to present to the reader a compendium of the tests to be carried out on a power transformer within a preventive and predictive maintenance program.

Due to the importance of this equipment within the energy industry, it is imperative to have a maintenance program appropriate to the circumstances of the equipment. It is not the purpose of this work to establish said schedule, rather it seeks to guide the reader regarding the tests to be carried out and their periodicity.

The work is divided into four chapters:

The first chapter focuses on the constituent parts of the transformer in order to understand its practical operation.

The second chapter mentions the factors that accelerate the aging of transformer insulation. Emphasis is placed on the tests that are carried out to diagnose its condition.

The third chapter presents a transformer maintenance experience in which I participated as an observer. I present how, with the help of tests, you can arrive at a diagnosis of the equipment.

The fourth chapter contains the conclusions of the tests, the work and general.

DEDICATORIA

A Jehová Dios, Creador, fuente de la vida y el conocimiento, quien en estos años de formación me guio, cuidó y me permitió culminar esta etapa. Todo lo que aprendí lo quiero poner a tu servicio. Te agradezco por poner en mi vida a todas estas hermosas personas mencionadas en esta dedicatoria.

A mi amada esposa Addymar Daniela, quien en todo momento me brindó su amor, paciencia e incondicional apoyo, hermosas cualidades que me demostró no solo durante la realización de este trabajo sino en todo momento de nuestro matrimonio. ¡Te amo con todo mi corazón!

A mi querida madre Celia, quien desde el primer día me da su total apoyo, me sostuvo en los momentos difíciles que pasamos y celebraba cada pequeño avance en mi carrera. Tu ejemplo de humildad y perseverancia fue fundamental en formar la clase de persona que soy.

A mi padre Felizario, quien no está presente físicamente, por haber creído que lo lograría, por darme tu ejemplo de hombre y de padre valores indispensables en mi formación como persona. Sé que muy pronto nos volveremos a ver [Juan 5:28,29].

A mi familia y mis amigos quienes también me impulsaron a lograrlo, me dieron su consejo y ánimo para seguir adelante.



AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi agradecimiento:

Al Profesor Ing. Rubén Pérez, Director de mi Proyecto, por compartir sus conocimientos técnicos, asesorarme en lo referente al camino a seguir en la redacción de este trabajo y especialmente por toda su paciencia y empatía.

Al personal docente y no docente de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Comahue, quienes desarrollando sus labores me permitieron desarrollar mi aprendizaje.

Al Profesor Ing. Héctor Villemur quien nos enseñó a pensar analíticamente y preguntarnos el porqué de todas las cosas.

Al Sr. Omar Verdugo pañolero y compañero de charlas.

Al Sr. José Ñancuqueo, bibliotecario de la Universidad Nacional del Comahue.

A la Sra. María Payllalef cocinera del Comedor Universitario

A mis compañeros de estudio quienes fueron una fuente de apoyo para seguir adelante.

Al Ing. Víctor Molina del E.P.E.N. por permitirme presenciar la actividad de mantenimiento del transformador TP03, facilitarme mucha de la información expresada en el capítulo III y por ser una persona accesible.

Al grupo de Mantenimiento de Estaciones Transformadoras del E.P.E.N. quienes me permitieron acompañarlos mientras realizaban su labor y gustosamente compartir algunas de las imágenes que se presentan en el capítulo III.



INDICE GENERAL

1. CAPÍTULO I: TRANSFORMADOR ELÉCTRICO: PRINCIPALES COMPONENTES. ...	1
1.1 Introducción.	1
1.2 Principio de funcionamiento	1
1.3 Partes constituyentes del transformador	1
1.3.1 Núcleo (circuito magnético).....	1
1.3.2 Arrollamientos (circuito eléctrico)	4
1.3.3 Aislamientos.....	6
1.3.3.1 Aislamiento tipo sólido.....	7
1.3.3.2 Aislamiento tipo líquido	8
1.3.4 Refrigeración	10
1.3.5 Aisladores pasatapas	11
1.3.6 Cambiador de tomas	13
1.3.7 Relé de detección de gases (Buchholz).....	16
1.3.8 Tanque de expansión.....	17
1.3.9 Indicador magnético de nivel de aceite.....	19
1.3.10 Medidores de temperatura.....	20
1.3.11 Válvula de sobrepresión.....	22
1.3.12 Relé de presión súbita	23
2. CAPÍTULO II: ENVEJECIMIENTO PREMATURO DE LAS AISLACIONES EN EL TRANSFORMADOR Y SU DETECCIÓN	25
2.1 Humedad	26
2.1.1 Efectos.....	26
2.1.2 Forma de ingreso	26
2.2 Calor	27
2.2.1 Efectos.....	27
2.2.2 Forma de ingreso	27



2.3	Oxigeno.....	27
2.3.1	Efectos.....	27
2.3.2	Forma de ingreso	27
2.4	Contaminantes externos.....	28
2.4.1	Efectos.....	28
2.4.2	Forma de ingreso	28
2.5	Ensayos al aceite.....	28
2.5.1	Punto de anilina:	28
2.5.2	Color:	28
2.5.3	Punto de inflamación:	29
2.5.4	Tensión interfasial:	29
2.5.5	Viscosidad:	29
2.5.6	Factor de potencia (tangente delta):.....	29
2.5.7	Rigidez dieléctrica:	29
2.5.8	Sulfuros corrosivos:	29
2.5.9	Número de neutralización:	30
2.5.10	Contenido de inhibidor:	30
2.5.11	Contenido de agua:	30
2.5.12	Compuestos furánicos:.....	30
2.5.13	Estabilidad a la oxidación:	31
2.5.14	Resumen ensayos al aceite	31
2.6	Análisis de gases disueltos (AGD).....	33
2.6.1	Método del gas característico	34
2.6.2	Método de las relaciones de Rogers	34
2.6.3	Método de las relaciones de Doernenburg	35
2.6.4	Método de triángulos de Duval	36
2.6.5	Método de pentágonos de Duval	38



2.7	Ensayos eléctricos	39
2.7.1	Prueba de resistencia DC de devanados.....	39
2.7.2	Prueba de relación de transformación, polaridad y fase	40
2.7.3	Prueba de corriente de excitación con guarda a tierra:	41
2.7.4	Impedancia de cortocircuito:	43
2.7.5	Prueba de resistencia de aislamiento	44
2.7.6	Prueba de capacidad, factor de potencia y de disipación del aislamiento.....	49
2.7.7	Aisladores pasatapas	51
2.7.7.1	Generalidades.....	51
2.7.7.2	Nivel de aceite.....	51
2.7.7.3	Inspección visual.....	52
2.7.7.4	Medición de capacitancia, factor de potencia y disipación	52
2.7.8	Termografía	53
2.7.9	Prueba de núcleo a tierra	54
2.7.10	Análisis de respuesta de frecuencia	55
3.	CAPÍTULO III: MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO DE TRANSFORMADOR	58
3.1	Introducción	58
3.2	Definiciones	58
3.3	Monitoreo.....	58
3.4	Objeto de estudio.....	60
3.5	Cronología.....	61
3.6	Ensayos realizados.....	62
3.7	Análisis de gases disueltos	62
3.8	Desgasificado y deshidratado del aceite dieléctrico	64
3.9	Medición de resistencia de arrollamientos.....	65
3.10	Medición de resistencia de aislación	69



3.11	Conclusiones y recomendaciones.....	72
3.11.1	Observaciones.....	73
4	CAPÍTULO IV: CONCLUSIONES.....	76
4.1	Conclusiones de los ensayos	76
4.2	Conclusiones del trabajo	76
4.3	Conclusiones personales	76
5	ANEXOS	78
5.1	Núcleo.....	78
5.2	Devanados.....	81
5.3	Cambiador de tomas bajo carga tipo Jansen	84
6	BIBLIOGRAFÍA.....	86

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1-Circuito magnético de transformador elemental	1
Figura 1.2-Transformador tipo columna, vista circuito magnético trifásico.....	2
Figura 1.3-Formas constructivas del núcleo y tipos de núcleos de un transformador elemental monofásico.	3
Figura 1.4—Izquierda: Transformador trifásico tipo columna (Core). Derecha: Transformador trifásico tipo acorazado (Shell).....	4
Figura 1.5-Disposición de los arrollamientos primario y secundario en el núcleo.	5
Figura 1.6-Etapas de calado de bobinas en el núcleo: columna sin bobinas; columna con bobina de baja tensión y columna con bobinas de baja y alta tensión.....	6
Figura 1.7-Clasificación de los aislamientos dentro del transformador.....	7
Figura 1.8-Distribución de aislación sólida para devanados. Corte transversal.	8
Figura 1.9-Circulación de aceite para enfriamiento natural y forzado.	10
Figura 1.10-Composición del pasatapas con aislamiento sólido.	12
Figura 1.11-Composición del pasatapas del tipo condensador.....	13
Figura 1.12-Vista de un cambiador de tomas bajo carga montado en el transformador.....	15
Figura 1.13-Vista de un equipo de filtrado de aceite del RBC con su tablero de comando a la derecha.	15
Figura 1.14-Vista en corte de un relé Buchholz.	16
Figura 1.15-Réle Buchholz ubicado entre cuba y tanque de expansión	17
Figura 1.16-Tanque conservador con deshidratador. (Imagen ilustrativa, el presente transformador es del tipo de distribución).	18
Figura 1.17-Balón de caucho para sistema de preservación de aceite tipo sellado.	19
Figura 1.18-Indicador de nivel magnético.	20
Figura 1.19-Termómetro de aceite, sonda y tubo capilar.....	21
Figura 1.20-Eschema de conexiones para imagen térmica.	22
Figura 1.21-Termómetros de imagen térmica y de temperatura de aceite.....	22
Figura 1.22-Válvula de alivio de sobrepresión.....	23
Figura 1.23-Relé de presión súbita.	24
Figura 2.1-Triángulo 1 de Duval.	37
Figura 2.2-Triángulo 4 de Duval.	37
Figura 2.3-Triángulo 5 de Duval.	38
Figura 2.4-Pentágono 1 de Duval.	38
Figura 2.5-Pentágono 2 de Duval.	39

Figura 2.6-Esquema de conexión para medición de corriente de excitación.	42
Figura 2.7-Esquema de conexión para medición de corriente de excitación.	43
Figura 2.8-Esquema de conexión para medición de corriente de excitación.	43
Figura 2.9-Corriente total de pérdidas y sus componentes.	46
Figura 2.10-Curva de corrección de temperatura para resistencia de aislamiento.	47
Figura 2.11-Diagrama vectorial para ensayo de factor de disipación.	50
Figura 2.12-Modelo eléctrico del aislamiento de aislador pasatapas.	52
Figura 2.13-Esquema de conexión para ensayo FRA.	56
Figura 2.14-Bandas de respuesta en frecuencia.	57
Figura 3.1-Transformador de potencia 132/33/13.2 kV 45 MVA.	61
Figura 3.2-Evolución de gases combustibles dentro del transformador.	63
Figura 3.3-Evolución de gases no combustibles dentro del transformador.	63
Figura 3.4-Método de los pentágonos de Duval.	64
Figura 3.5-Equipo purificador de aceite de hasta 2500 litros/ hora marca ETEA.	65
Figura 3.6-Equipo Vanguard Instruments & Co. modelo TRM-40 para medición de resistencia de arrollamientos.	66
Figura 3.7-Medición resistencia de arrollamiento de 33 kV, previo al decubaje.	66
Figura 3.8-Medición resistencia de arrollamiento de 33 kV, ensayo de fábrica.	67
Figura 3.9-Vista del regulador sin carga. Arrollamiento de 33 kV.	68
Figura 3.10-Contacto móvil de RSC. Se observan vestigios de arcos eléctricos.	68
Figura 3.11-Medición resistencia de aislación entre arrollamientos.	69
Figura 3.12-Medición resistencia de aislación entre arrollamientos y tierra.	70
Figura 3.13-Medición resistencia de aislación entre núcleo y cuba a tres niveles de tensión.	71
Figura 3.14-Capacitor utilizado para limpieza del núcleo.	71
Figura 3.15-Apariencia del aceite antes y después de su regeneración.	74
Figura 4.1-Chapa laminada en frío de grano orientado. Se observa una dirección preferencial de la permeabilidad magnética.	78
Figura 4.2-Corrientes de excitación necesarias para laminado en frío.	79
Figura 4.3-Solape múltiple Step Lap y bulones de apriete del núcleo.	80
Figura 4.4-Corte de las chapas del núcleo y sección del mismo.	80
Figura 4.5-Bobinado cilíndrico de 1 capa.	81
Figura 4.6-Bobinado cilíndrico de 2 capas.	82
Figura 4.7-Bobinado cilíndrico multicapa.	82
Figura 4.8-Bobinado tipo hélice.	83



Figura 4.9-Bobinado de disco tipo continuo.	83
Figura 4.10-Bobinado de discos tipo entrelazado.....	84
Figura 4.11-Vista general de un cambiador de tomas bajo carga sistema “JANSEN” de ABB.	85

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1-Ensayos y valores límites para aceites minerales nuevos y en servicio.	33
Tabla 2.2-Principales gases generados.....	33
Tabla 2.3-Tabla de Método del Gas Característico.	34
Tabla 2.4-Tabla de Método de Relaciones de Rogers.	35
Tabla 2.5-Tabla de Método de Relaciones de Doernenburg.	35
Tabla 2.6-Calificación del estado de la aislación (valores recomendados).....	48
Tabla 2.7-Factor K para corrección de capacidades C en función de la temperatura del aceite.	51
Tabla 2.8-Acciones a tomar ante diferencias de temperatura.....	54
Tabla 2.9-Valores típicos de resistencia de aislación para varias condiciones de aislación del núcleo.	55
Tabla 3.1-Intervalos de mantenimiento típicos.	60
Tabla 3.2-Resultados medición de resistencia de aislación de núcleo a cuba.	72
Tabla 3.3-Parámetros de aceite antes y después de su regeneración	74

1. CAPÍTULO I: TRANSFORMADOR ELÉCTRICO: PRINCIPALES COMPONENTES.

1.1 Introducción.

El transformador es una maquina eléctrica estática, la cual tiene la finalidad de transmitir, a través de un campo magnético alterno, la energía eléctrica de un sistema, con determinada tensión, a otro sistema con una tensión deseada.

Dada la simplicidad y eficiencia con la cual cumple su objetivo, se los encuentra con una importante presencia en los procesos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; por lo cual adquiere una importancia crucial en los índices de disponibilidad de energía.

1.2 Principio de funcionamiento

En su forma más simple, un transformador consiste en un núcleo de hierro que lleva en dos regiones del mismo, dos arrollamientos o devanados que conforman el circuito primario y secundario respectivamente. El devanado primario recibe la potencia eléctrica y el secundario es el encargado de entregarla a la red exterior (Figura 1.1).

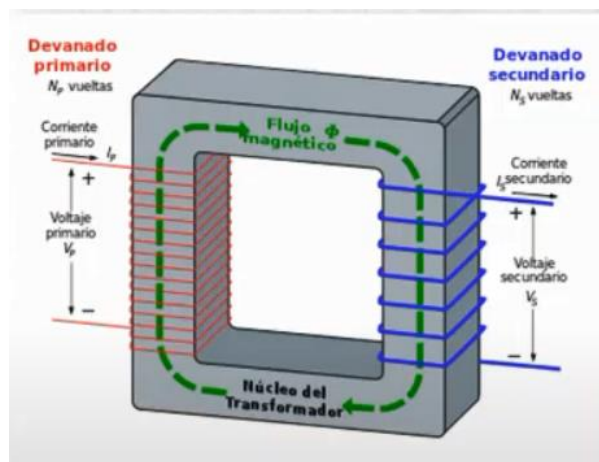


Figura 1.1-Circuito magnético de transformador elemental
Fuente: Webinar IEM: “Transformadores de potencia, componentes básicos”

1.3 Partes constituyentes del transformador

A continuación, se describirán las partes constituyentes de un transformador en aceite.

1.3.1 Núcleo (circuito magnético)

La función principal del núcleo es mejorar el acoplamiento magnético entre los devanados. Como el transformador funciona bajo el principio de inducción electromagnética, cuanto más flujo magnético atraviese de un devanado al otro, más eficiente es el equipo. El camino para que el flujo

pueda circular es el núcleo, por lo tanto, la eficiencia del equipo depende en parte, del tipo de material con el que construye el núcleo.

El núcleo de los transformadores no es un bloque de acero sólido; está constituido por chapas delgadas (usualmente de 0.35 mm de espesor) unidas entre sí, pero aisladas eléctricamente unas de otras para disminuir las pérdidas por corrientes parásitas. Esta aislación se consigue gracias a la aplicación de una delgada película de material inorgánico (conocido como “carlite”) la cual presenta una alta resistencia mecánica a los aceites minerales y a las altas temperaturas. Todo este paquete de chapas está asegurado por una estructura de prensado que permite reducir las vibraciones, el nivel de ruido y las corrientes de excitación, evitando el consecuente calentamiento por dichos fenómenos. El correcto ajuste de esta estructura forma parte de buenas prácticas de mantenimiento.

En la figura siguiente se puede observar el conjunto de chapas conformando el núcleo del transformador. La estructura se encuentra fuertemente apretada, tanto en columnas, viga y yugo.



Figura 1.2-Transformador tipo columna, vista circuito magnético trifásico.
Fuente: página web de TECSA

Con una chapa del tipo eléctrico laminada en frío se tiene las siguientes características:

- Alta permeabilidad magnética
- Reducción de la magnetostricción (menor ruido)
- Alta resistividad (menores corrientes parásitas)
- Alto factor de apilamiento (cociente entre la sección útil de chapa por la sección chapa más aislante) permitiendo diseños de núcleo más compactos.
- Bajas pérdidas

Clasificación según tipo de vista constructivo:

Tipo acorazado: el núcleo rodea a los devanados de baja y alta tensión.

Tipo columna: el núcleo tiene forma de columna y los devanados rodean al núcleo.

Operativamente, el transformador funciona igual con ambas configuraciones. Sin embargo, cuando se trabaja con grandes potencias y tensiones, el transformador con núcleo tipo acorazado se prefiere frente al de núcleo tipo columnas. Esto es así por las siguientes características:

- Mejor resistencia a los esfuerzos de cortocircuito por tener una estructura más compacta
- Menores pérdidas totales (vacío más arrollamientos) a plena carga ya que precisa, a igual potencia, de menor masa de cobre.
- Menor cantidad de aceite.

Por otro lado, el transformador tipo columnas tiene un costo menor de fabricación

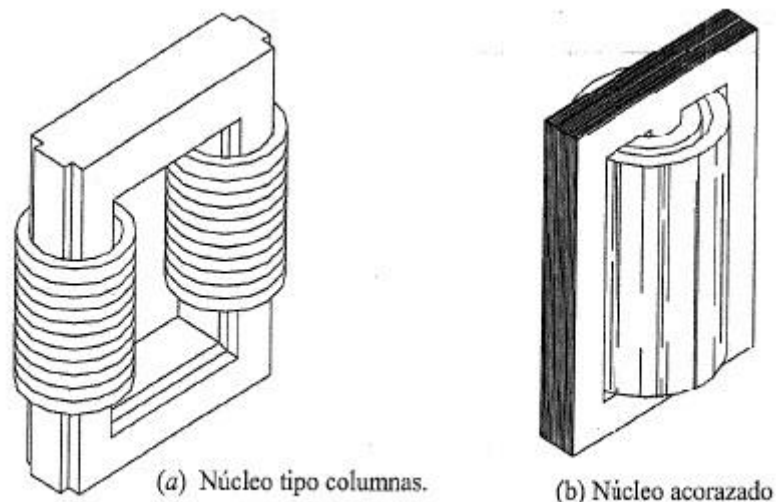


Figura 1.3-Formas constructivas del núcleo y tipos de núcleos de un transformador elemental monofásico.

Fuente: Transformadores de Distribución-Pedro Avelino Pérez

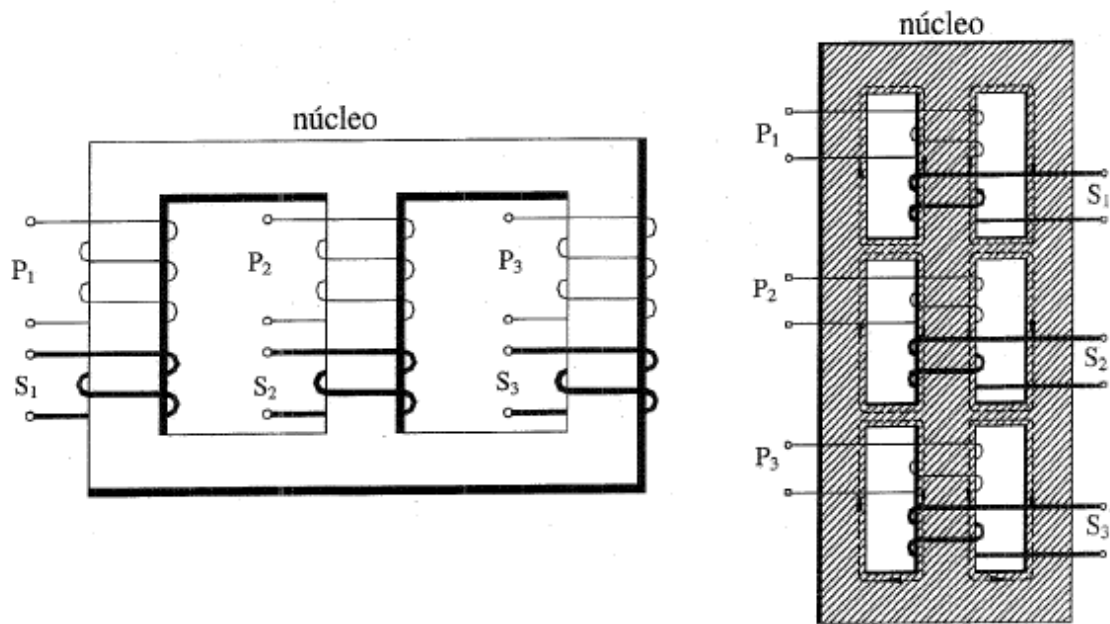


Figura 1.4-Izquierda: Transformador trifásico tipo columna (Core). Derecha: Transformador trifásico tipo acorazado (Shell)

Fuente: Transformadores de Distribución-Pedro Avelino Pérez

1.3.2 Arrollamientos (circuito eléctrico)

Su función es recibir la energía de entrada de forma de un voltaje y una corriente, transformarlos por relación de vueltas y entregar esa energía a otros valores de tensión y corriente.

Los arrollamientos del transformador deben satisfacer ciertos requisitos, los más importantes son los siguientes:

- Deben ser eficientes tanto en lo que respecta al coste inicial teniendo en cuenta las disponibilidades del mercado de cobre, como en cuanto al rendimiento del propio transformador en servicio.
- Las condiciones de calentamiento de los arrollamientos deben estar dentro de las normas, ya que, si se permitieran temperaturas más altas, la vida en servicio del transformador resultaría considerablemente acortada
- Los arrollamientos deben ser mecánicamente estables con respecto a las fuerzas originadas por cortocircuitos repentinos
- Deben tener la necesaria resistencia de aislamiento con respecto a las sobretensiones.

Los arrollamientos de los transformadores sumergidos en aceite son en general de cobre electrolítico y, en algunos casos especiales, de aluminio. Constructivamente se pueden apreciar dos tipos de disposiciones:

- a) A base de arrollamientos concéntricos o por capas, separados por un cilindro de material aislante. El arrollamiento concéntrico facilita el aislamiento entre primario y secundario. Generalmente el arrollamiento de menor tensión se coloca cerca del núcleo y el de mayor

tensión concéntricamente sobre este, interpuesta entre ambos la aislación. El arrollamiento concéntrico es muy utilizado en los diseños y construcciones actuales de transformadores con núcleo a columnas; pequeños, medianos y hasta las grandes máquinas de muy alta tensión.

- b) A base de arrollamientos alternados constituidos por discos, galletas o bobinas.

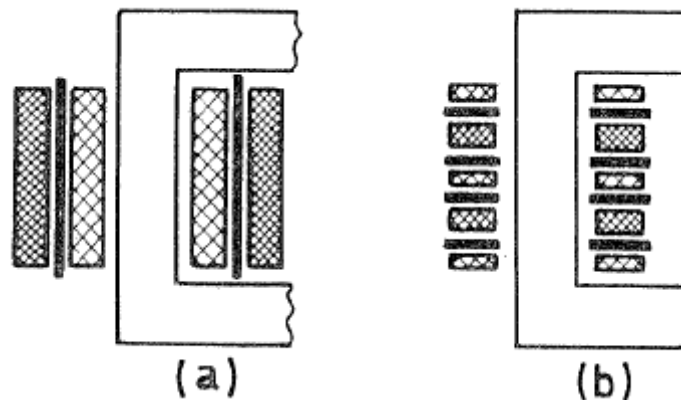


Figura 1.5-Disposición de los arrollamientos primario y secundario en el núcleo.
Fuente: Transformadores de Potencia de Medida y de Protección (7ª Edición) Enrique Ras

Dependiendo del tipo de bobina pueden tener forma redonda, rectangular o en fleje. En los transformadores pequeños para baja tensión se emplea hilo redondo, pero en los transformadores grandes los conductores suelen ser rectangulares.

Para ayudar a disipar el calor generado por las pérdidas, en el proceso de fabricación se colocan elementos aislantes que sirven de ductos de enfriamiento para circulación del aceite.

En los transformadores tipo columna aparecen los siguientes tipos de bobinas:

- Bobina tipo helicoidal (pocas vueltas, baja tensión y alta corriente).
Se utilizan conductores en paralelo para disminuir las pérdidas. Suelen trasponerse los conductores en este tipo de bobina al conducir altas corrientes.
- Bobina tipo disco (muchas vueltas, alta tensión y baja corriente).
Al estar conectada a altas tensiones, estará expuesta a transitorios electromagnéticos de alta frecuencia, descargas atmosféricas, operaciones de maniobra, etc. La capacitancia es importante para una correcta distribución del transitorio.
- Bobina tipo capa (reguladoras y terciarios)

Finalizada la fabricación de bobinas, éstas se comprimen entre placas metálicas y se introducen en una estufa donde se les aplica calor y vacío con objeto de extraer la humedad contenida en los aislantes; en una prensa se comprimen hasta llevarlas a la dimensión axial requerida. Comprimidas,

se mantienen hasta el momento de ser montadas (“caladas”) en el circuito magnético, como se aprecia en la siguiente imagen.

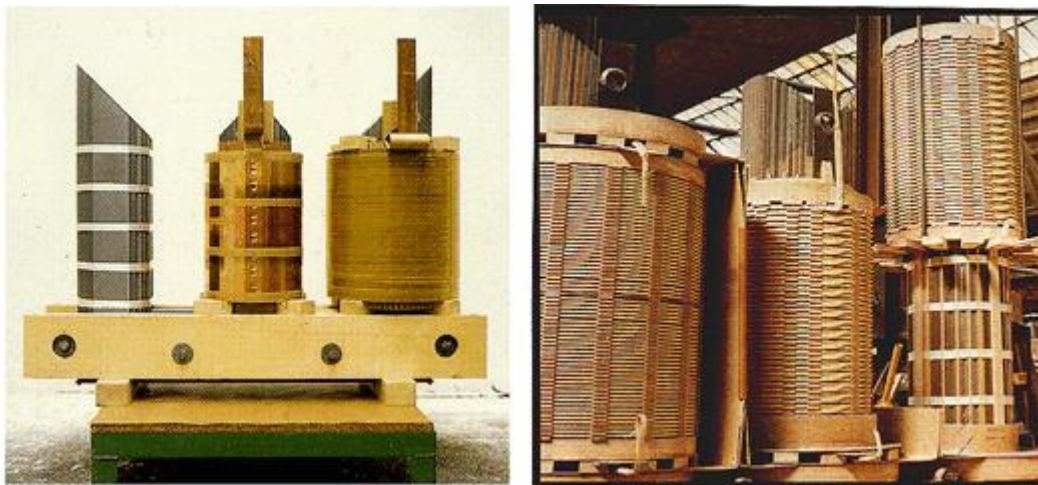


Figura 1.6-Etapas de calado de bobinas en el núcleo: columna sin bobinas; columna con bobina de baja tensión y columna con bobinas de baja y alta tensión
Fuente: página Web de IMSE

En los transformadores tipo acorazado los devanados son del tipo galleta, con una construcción plana y rectangular. Tiene como ventaja el tener un área mayor, por lo tanto, su capacitancia es mayor lo cual le permite soportar mejor los transitorios de alta frecuencia.

1.3.3 Aislamientos

Tienen la función de impedir el contacto de los devanados del transformador entre ellos y a tierra, así como las partes cercanas al núcleo y partes de acero que conforman la estructura. El aislamiento es más que un medio mecánico para conservar los alambres separados: forma una de las estructuras más importantes del transformador, ya que la vida útil de éste, depende en alto grado del estado que guarda su sistema aislante. Por lo tanto, la verificación del estado de los aislantes es parte fundamental de las tareas de mantenimiento como se detallará en los capítulos siguientes.

Clasificación (ver figura siguiente):

- **Aislamientos mayores:** son los que aíslan el circuito eléctrico respecto de las partes a tierra (entre bobina y cuba) [A]
- **Aislamientos menores:** son aquellos que aíslan entre si vueltas, capas y secciones de un devanado [B]
- **Aislamientos fase-fase** [C]

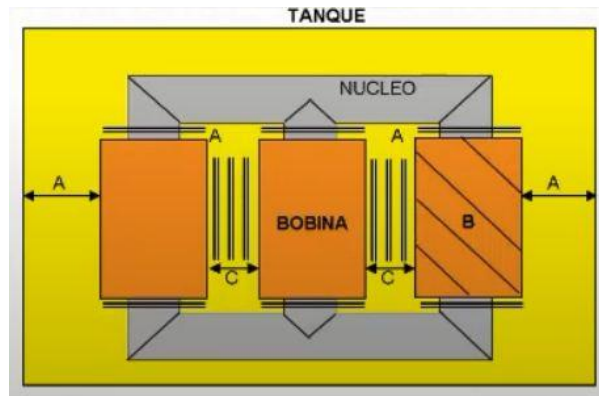


Figura 1.7-Clasificación de los aislamientos dentro del transformador

Fuente: Webinar IEM: “Transformadores de potencia, componentes básicos”

Los aislamientos pueden ser sólidos o líquidos y en caso de los sólidos también proporcionan soporte mecánico a las bobinas.

1.3.3.1 Aislamiento tipo sólido

La aislación sólida de un transformador puede estar conformada de la siguiente manera:

- Aislamiento bajo bobina o tubo de devanado (papel o cartón prensado)
- Aislamiento entre vueltas (barniz)
- Aislamiento entre capas (papel Kraft o insuldur)
- Aislamiento para collares (papel o cartón prensado)
- Aislamiento entre devanados BT y AT (tubo de devanado)
- Aislamiento para la envolvente de la AT (papel Kraft o insuldur o crepe)
- Aislamiento entre bobinas y yugo
- Aislamiento entre devanados exteriores y núcleo, tanque o herrajes
- Aislamiento entre bobinas de fases diferentes

Fuente: “Transformadores de Distribución-Pedro Avelino Pérez” página 119

El aislamiento del tipo sólido debe cumplir con cuatro funciones importantes:

- Soportar las tensiones relativamente altas, ocurridas en servicio normal (esfuerzos dieléctricos). Incluye ondas de impulso y transitorios.
- Soportar esfuerzos mecánicos y térmicos los cuales, generalmente son consecuencia de un cortocircuito.
- Transmitir eficientemente el calor generado en los bobinados, evitando aumentos de temperatura de la máquina.

- Mantener las características deseadas para un período de vida de servicio aceptable dando un adecuado mantenimiento.

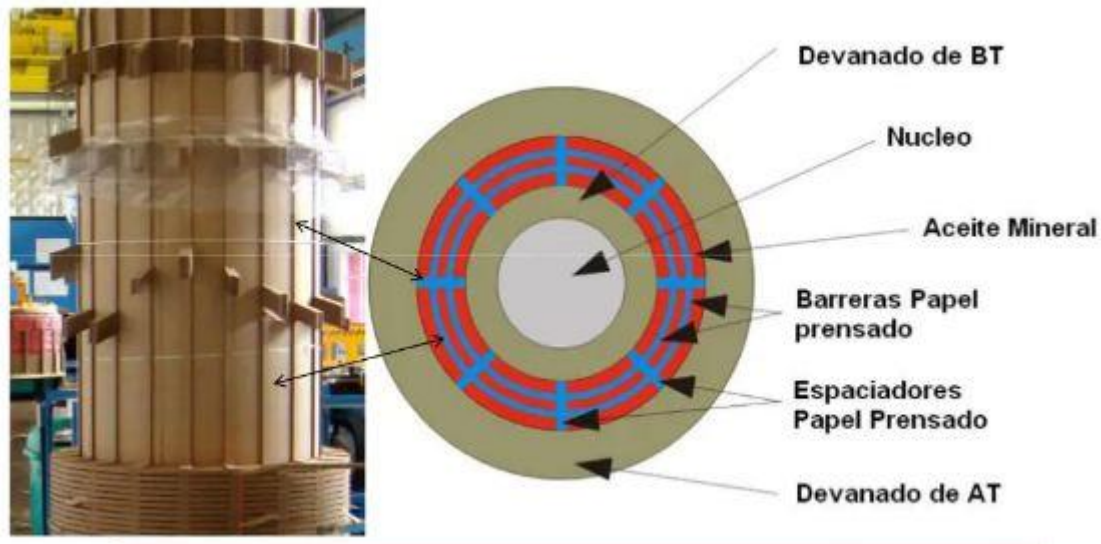


Figura 1.8-Distribución de aislación sólida para devanados. Corte transversal.

Fuente: Megger

En la figura anterior se pueden distinguir regletas verticales y separadores, ambos de cartón. Las regletas sirven para soportar esfuerzos electrodinámicos radiales como para formar canales o conductos para circulación vertical del aceite. Los separadores sirven para apoyo entre discos o bobinas para soportar esfuerzos electrodinámicos axiales, mantener la separación entre elementos a diferentes tensiones y para permitir la circulación del aceite entre ellos a los fines de refrigerar.

Como se puede ver el aislamiento sólido está compuesto principalmente por papel y cartón, productos de origen celulósico, los cuales ven afectadas sus propiedades mecánicas con el incremento de temperatura.

1.3.3.2 Aislamiento tipo líquido

El aislamiento líquido, que rodea las bobinas, núcleo y los aislantes sólidos, tiene las siguientes funciones:

- Proveer una rigidez dieléctrica
- Proporcionar un enfriamiento eficiente
- Proteger al resto del sistema aislante
- Es un medio para diagnosticar la condición del transformador (es la “sangre” del mismo)

Los aislamientos del tipo líquido pueden ser de origen mineral, sintético o vegetal.

Aceite mineral derivado del petróleo: se emplean en la mayoría de los transformadores de potencia. Para su fabricación se destila el crudo y luego se lo refina por medio de diversos tratamientos. Un transformador que trabaja bajo condiciones severas tiende a oxidar pronto su aceite. Para evitar esto, se le agregan al aceite aditivos antioxidantes y el aceite pasa a denominarse *aceite inhibido*. No debe mezclarse un aceite inhibido con uno no inhibido.

En nuestro país la petrolera YPF produce aceites inhibidos como no inhibidos y se consiguen comercialmente bajo la denominación “YPF 64” e “YPF 65” respectivamente.

Aceites sintéticos (aceites de silicona): se emplean en aplicaciones donde un alto grado de seguridad y muy amplio tiempo de servicio es requerido. Como ventaja frente al aceite mineral, podemos mencionar un alto punto de inflamación (300 °C) y poca o nula variación de sus propiedades eléctricas con la temperatura. Como desventajas tiene mayor viscosidad, mayor costo de producción y la presencia de agua en el aceite sintético por más pequeña que sea, rebaja notablemente el punto de inflamación, perdiendo la principal ventaja frente a un aceite mineral.

Aceites de origen vegetal: tienen como principales características provenir de fuentes renovables, como la soja y de ser biodegradables. Frente a los aceites de origen mineral y sintético tienen la ventaja de poseer un punto de inflamación (330°C) y de combustión (360°C) más alto, dándoles mayor seguridad frente a incendios. Al ser altamente higroscópico, prolonga la durabilidad del papel manteniéndolo más seco. Además, su rigidez dieléctrica no se ve afectada con la presencia de agua. Como desventajas podemos mencionar que posee mayor viscosidad (35-45 mm²/s), pero a temperaturas de operacionales se aproxima bastante a la del aceite mineral y aun así se mantiene por debajo de los valores máximos estipulados por norma. Otra desventaja es el aceite vegetal tiende a gelificarse con la presencia de oxígeno, razón por lo cual tiene que utilizarse en transformadores herméticos de llenado integral o con balón de caucho en el tanque de expansión. El costo de un aceite vegetal es de 5-10% superior frente a un aceite mineral.

Normativa aplicable: IEC 62770-2013-11, ASTM D6871-03-2008, IEEE STD C57.147 -2008.

Las pruebas y su interpretación son prácticamente las mismas para un aceite sintético a base de silicona que para un aceite mineral. El test de oxidación no se requiere para las siliconas debido a que este material no se oxida (no forma lodos).

1.3.4 Refrigeración

Un punto de suma importancia, a tener en cuenta, para prolongar y/o mantener la vida útil del transformador es la refrigeración. Debido a que las inevitables pérdidas por efecto Joule, en los arrollamientos, en el núcleo y en otros elementos producen calentamiento en la máquina, es necesario contar con un sistema de refrigeración para controlar la temperatura.

El principal medio refrigerante que se utiliza, en contacto inmediato con los arrollamientos, es el aceite mineral. Se justifica su uso por su buena conductividad térmica y calor específico, dando como resultado una buena capacidad de almacenamiento térmico por unidad de volumen.

La parte activa del transformador (núcleo y devanados) va sumergida en aceite, dispuesta en un tanque o caja llamado cuba la cual está constituida por chapas de acero. La cuba transfiere el calor, por convección, conducción y por radiación.

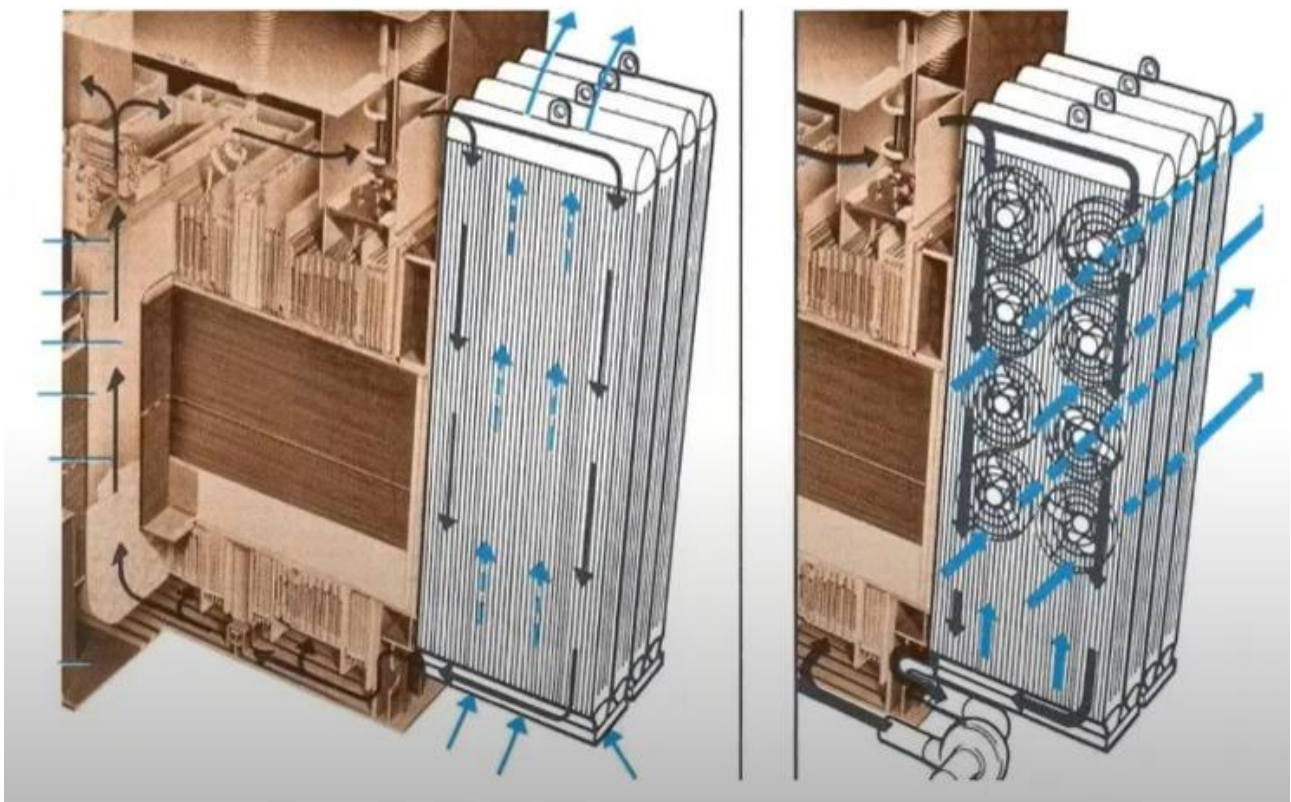


Figura 1.9-Circulación de aceite para enfriamiento natural y forzado.

Fuente: Webinar IEM: “Transformadores de potencia, componentes básicos”

Se dispone de dos posibilidades de refrigeración: natural y forzada. En la figura anterior se muestra, a la izquierda un caso de refrigeración natural y, en la derecha, un caso de refrigeración forzada.

Bajo la refrigeración natural, el aceite se mueve debido a la diferencial de temperatura entre su parte superior e inferior (efecto termosifón). El aceite caliente, al ser de menor densidad, se sitúa en la parte superior y el aceite frío tiende a ubicarse en la parte inferior.

En la refrigeración forzada se adicionan ventiladores para extraer el calor del aceite en su recorrido por los disipadores. También se puede colocar una bomba para forzar la circulación del aceite a través de los radiadores. La refrigeración forzada se utiliza para suplir la demanda en horas pico, no funciona en forma continua (según norma IEC-60076-2)

Por lo tanto, puede clasificarse la refrigeración de un transformador a través de los siguientes acrónimos:

ONAN: (*oil natural air natural*) circulación del aceite en forma natural, por efecto termosifón, y enfriamiento por aire en forma natural

ONAF: (*oil natural air forced*) circulación del aceite en forma natural y enfriamiento por circulación forzada de aire

OFAF: (*oil forced air forced*) circulación forzada del aceite y enfriamiento por circulación forzada de aire

1.3.5 Aisladores pasatapas

Tienen la función de servir de interconexión entre los bobinados y las redes externas, y por una parte han de conducir la corriente y por otra aislar el conductor a su paso a través de la tapa o cuba del transformador y conseguir la estanqueidad necesaria para evitar el escape del dieléctrico.

Están formados por un cuerpo aislador y un conductor central. Su montaje debe ser hermético para evitar la entrada de humedad al transformador (el aceite del tanque no debe tener contacto con el exterior).

Se los clasifica en:

Pasatapas con cuerpo aislante sólido: este cuerpo puede ser de porcelana o resina y envuelve al conductor aislándolo en su paso por la tapa del transformador. La utilización de este tipo de pasatapas se extiende desde 1 kV a 52 kV de tensión máxima de red y desde 250 A hasta los 3150 A de intensidad nominal.

Pasatapas tipo condensador: incorpora una estructura condensadora, de varias capas metálicas separadas por láminas aislantes. El principio de funcionamiento consiste en reducir de forma

progresiva el gradiente de potencial hasta hacerlo cero a su paso por el orificio de la tapa. Este dispositivo contiene una toma capacitiva (*tap*), la cual permite a voluntad conectar o desconectar a tierra la última capa del condensador con el objeto de realizar mediciones de capacidad y tangente delta, tanto en forma *off line* (transformador desenergizado) u *on line* (transformador energizado).

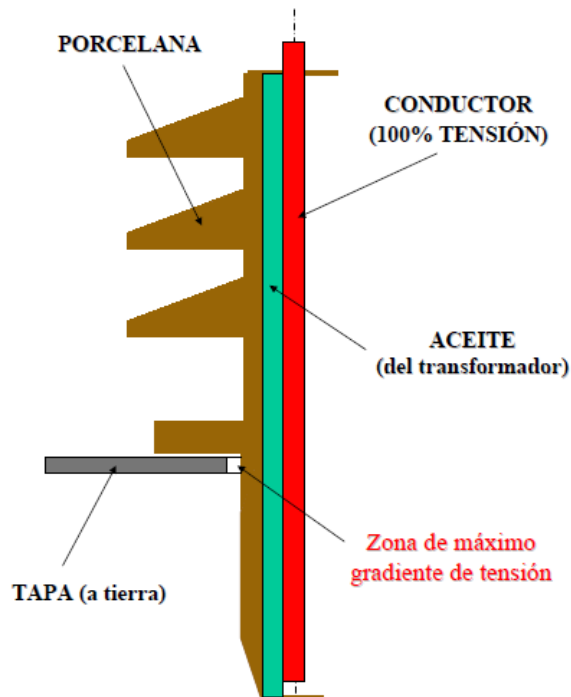


Figura 1.10-Composición del pasatapas con aislamiento sólido.

Fuente: Curso de Transformadores ABB

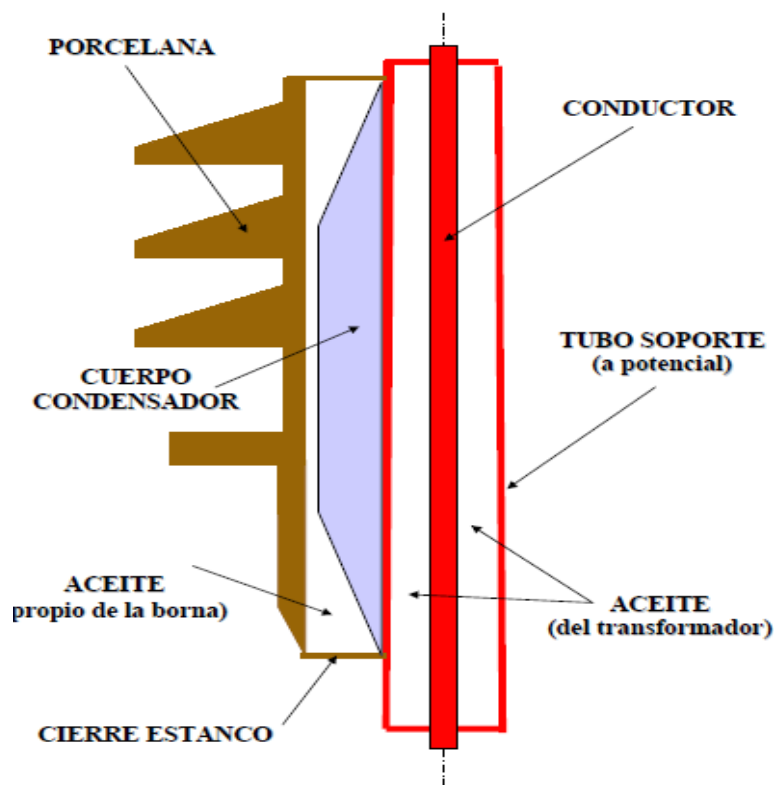


Figura 1.11-Composición del pasatapapas del tipo condensador.

Fuente: Curso de Transformadores ABB

El aislamiento del condensador puede ser de los siguientes tipos:

RBP (Resin bonded paper): papel devanado con resina. Se da calor al conjunto, durante la fabricación del bobinado del condensador, para conseguir la polimerización de la resina que impregna el papel.

RIP (Resin impregnated paper): papel impregnado en resina. Se utiliza papel sin tratamiento y una vez finalizado el bobinado sufre un proceso de impregnación y secado en resina bajo vacío.

RIS (resin impregnated synthetic): tejido polimérico impregnado en resina epóxica. Este material no contiene aceite ni papel el cual puede absorber humedad durante su periodo de almacenamiento.

OIP (Oil impregnated paper): papel impregnado en aceite. Este tipo utiliza papel sin tratar y finalizado el bobinado, tras un cuidadoso secado, se impregna de aceite también bajo vacío.

1.3.6 Cambiador de tomas

Por razones como variaciones de carga, la tensión de salida puede variar y es necesario ajustarla, adicionando o quitando vueltas en las bobinas de alta tensión. Esto es así debido a que las corrientes a interrumpir son menores en los bobinados de alta tensión y por ende el arco eléctrico a sofocar será menor.

Para eso los transformadores en su mayoría están provistos con un dispositivo que permite ajustar los voltajes, aumentando o eliminando vueltas.

Existen dos tipos de cambiadores:

- De operación desenergizada (sin carga).
Es de operación manual y requiere que el transformador este desconectado del sistema para ser accionado. Montaje superior – Montaje frontal
- De operación energizada (con carga)
Su accionamiento puede ser manual o automático con un motor y opera bajo el principio de una conexión y desconexión a través de una impedancia de paso (resistencia o reactancia) que limita la corriente que se produce al momento del cambio de derivación. Normalmente se tienen variaciones del +- 10% del voltaje nominal.

En los transformadores de potencia encontraremos cambiadores de tomas bajo carga por una cuestión de continuidad de servicio. Al ser un elemento dinámico que interrumpe corrientes de carga, sus partes están sometidas a movimientos, fricción, chispas y por ello es uno de los puntos de fallas más frecuentes de los transformadores. Cabe mencionar que la parte donde se interrumpe el arco eléctrico (Ruptor) se encuentra dentro de un cilindro aislante y estanco bañado en aceite. Este aceite no tiene contacto con el aceite de la cuba del transformador. El cambiador de tomas tiene en su parte superior una salida para controlar y tomar muestra de los gases generados por los arcos eléctricos.



Figura 1.12-Vista de un cambiador de tomas bajo carga montado en el transformador.

Fuente: Curso de Transformadores ABB.

En algunos transformadores se puede observar un sistema de filtrado de aceite del regulador bajo carga, como se aprecia en la siguiente figura.



Figura 1.13-Vista de un equipo de filtrado de aceite del RBC con su tablero de comando a la derecha.

Fuente: Autor del proyecto.

1.3.7 Relé de detección de gases (Buchholz)

Este dispositivo protege al transformador frente a descargas, arcos eléctricos y descomposición de los aislantes. Cada vez que se produce uno de estos fenómenos se generan gases, producto de la descomposición del aceite aislante y todos estos confluyen hacia el relé.

Este está formado por un cuerpo dentro del cual existe una cavidad que aloja dos flotadores y permite la acumulación de gases en su interior. Puesto que se ubica entre la cuba y el tanque de expansión, el relé se encuentra lleno de aceite en su cavidad bajo condiciones normales.

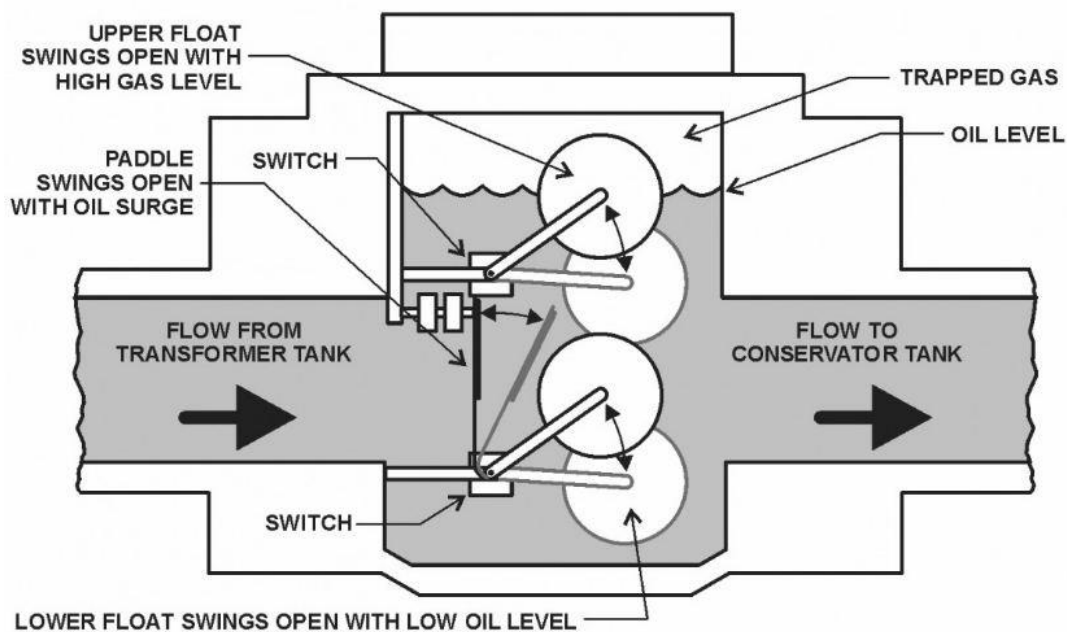


Figura 1.14-Vista en corte de un relé Buchholz.

Fuente: página web de GlobeCore

El mecanismo de funcionamiento es muy sencillo. Cuando se produce una falla eléctrica menor como cortocircuitos entre espiras, sobrecalentamientos del núcleo o bobinados, se generan gases producto de la descomposición del aceite. Estos gases se acumularán en la parte superior de la cámara del relé, disminuyendo el nivel de aceite. Esto provocará que el flotante superior se incline y cierre un contacto eléctrico. Esto activará una señal de alarma.

Si la generación de gases continúa luego de la señal de alarma, los gases siguen acumulándose en la parte superior de la cámara. Esto hará que el flotante superior siga inclinándose hasta empujar al flotante inferior, el cual dará una señal de disparo. Si se produce una fuga importante de aceite,

también disminuye el nivel del mismo dentro del relé, activándose de la misma forma la señal de alarma.

Si la falla es más severa, como cortocircuitos entre bobinados o fallas a tierra, se generará una gran cantidad de gases que provocan el desplazamiento violento del aceite. Esta onda de presión, al atravesar el relé, empujará una aleta vinculada al flotante inferior y se accionará una señal de disparo, la cual desenergizará al transformador.

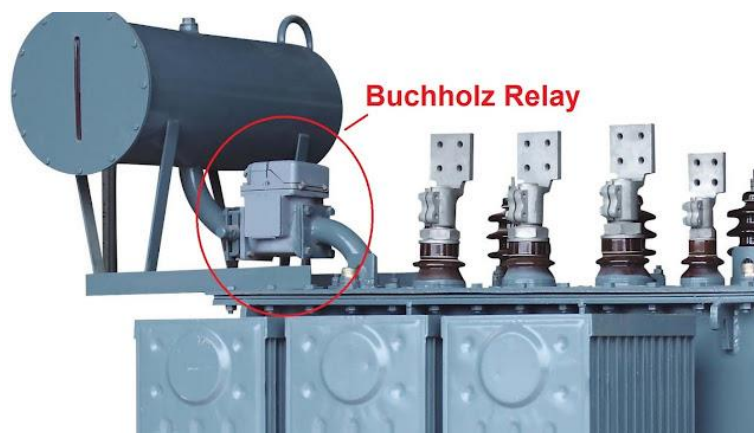


Figura 1.15-Réle Buchholz ubicado entre cuba y tanque de expansión

(Imagen ilustrativa, el presente transformador es del tipo de distribución). Fuente: página Web de Rattibha

1.3.8 Tanque de expansión

También conocido como tanque conservador, tiene la finalidad de absorber la variación del volumen del aceite producto de las variaciones de temperatura del mismo. Esta variación tiene su origen en un aumento de carga o de temperatura ambiente.

Consiste en un depósito metálico cilíndrico, que en su interior tiene aire seco y aceite. La relación aire-aceite puede variar según la temperatura de trabajo del transformador, expulsándose aire al exterior en algunas ocasiones y en otras, debido a la contracción de la masa de aire, se aspira aire del exterior. Esta comunicación se efectúa a través de una tubería terminada en un dispositivo que filtra y seca el aire exterior aspirado. Este método se denomina “preservación de aceite a presión constante en contacto con la atmósfera”



Figura 1.16-Tanque conservador con deshidratador. (Imagen ilustrativa, el presente transformador es del tipo de distribución).

Fuente: Accesorios de transformadores- Pedro Avelino Pérez

Obsérvese en la imagen anterior la presencia del deshidratador. Éste contiene en su interior sílica gel, material absorbente que con el tiempo requiere de una operación de secado para recuperar sus propiedades. Por lo tanto, la ausencia de humedad del aire que ingresa al tanque de expansión depende del estado del desecante.

Una mejora de este sistema es interponer una barrera entre el aceite y el aire que ingresa al tanque. Esto se consigue con el agregado de un balón o bolsa de neopreno, el cual está en el interior del tanque.

El fenómeno por el cual el aire ingresa o egresa del tanque es el mismo anteriormente explicado, con la diferencia de que el aire que da confinado dentro del balón y no entra en contacto con el aceite.

Este sistema se denomina “preservación del aceite a presión constante sin contacto con la atmósfera”.



Figura 1.17-Balón de caucho para sistema de preservación de aceite tipo sellado.

Fuente: Curso de transformadores ABB

En algunos transformadores el tanque de expansión tiene un compartimiento separado para absorber las variaciones de nivel del aceite del regulador bajo carga.

1.3.9 Indicador magnético de nivel de aceite

Son aparatos destinados a controlar el nivel alcanzado por el líquido aislante dentro del conservador o depósito de expansión.

Está conformado de dos partes principales: la caja exterior y el cuerpo. En la caja exterior se encuentra la carátula graduada y la aguja indicadora y está herméticamente cerrada.



Figura 1.18-Indicador de nivel magnético.

Fuente: Accesorios de transformadores- Pedro Avelino Pérez

1.3.10 Medidores de temperatura

Son dispositivos que tienen como función la protección del transformador frente a temperaturas excesivas en su interior que pueden ocasionar un daño a los aislantes tanto sólidos como líquidos. Su actuación consiste en, una vez detectada una temperatura anormal, dar la orden de arranque a los sistemas de refrigeración, una señal de alarma o en última instancia, sacar de servicio al transformador.

Existen detectores que miden directamente la temperatura del aceite (aislante líquido) tales como:

Termómetros de aceite: mide e indica la temperatura del aceite que se encuentra en la parte superior de la cuba (el aceite más caliente se ubica en la parte más alta de la cuba). Su sistema detector de temperatura es del tipo de expansión compensado para las variaciones de temperatura ambiente. Consta de una sonda termométrica inmersa en el aceite la cual toma el dato de la temperatura, un tubo capilar que transmite ese dato al fuelle de medida situado en el interior del aparato. El fuelle de medida tiene un líquido que varía su volumen con la temperatura. Sobre este fuelle actúa el fuelle de compensación, para que la medida que acusa la aguja indicadora sea la real del aceite.

Termostato: no indica la temperatura, su función es abrir o cerrar contactos de señalización y/o accionamiento de un equipo de refrigeración. Se instala en la tapa del transformador y cuenta con

una sonda termométrica inmersa en el aceite. Se caracteriza por disponer de un elemento bimetálico que cierra un circuito cuando se alcanza una temperatura predeterminada.

Sondas termométricas: están destinadas a enviar una señal eléctrica para la lectura y/o registro de la temperatura de aceite a distancia. Constan de un cuerpo de aleación terminado en una sonda que puede contener una o dos resistencias de señalización y otra de caldeo.

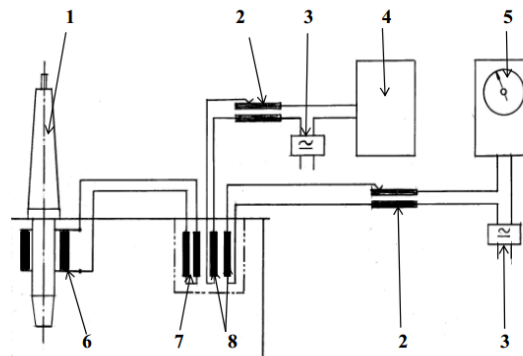


Figura 1.19-Termómetro de aceite, sonda y tubo capilar.

Fuente: Electrical Engineering Portal

Por otro lado, necesitamos controlar la temperatura de los devanados para proteger la aislación del tipo sólida. No se puede medir directamente ya que estaríamos midiendo la temperatura de un devanado sometido a alta tensión. Por lo tanto, la medición debe realizarse en forma indirecta.

Imagen térmica: Nos muestra la temperatura del punto más caliente del transformador, es decir la de los devanados. El dispositivo consiste en tomar la temperatura máxima del aceite (mediante un termómetro), corregir esta temperatura mediante un algoritmo función de la intensidad instantánea que circula por un determinado arrollamiento. La señal de intensidad se toma de un transformador de corriente, generalmente del tipo “bushing”; la intensidad que circula por el secundario alimenta a una resistencia que produce calor y este calor se transforma en temperatura que se suma a la que tiene el aceite. El aparato dispone generalmente de 4 contactos ajustables para diferentes aplicaciones: alarma, disparo y arranque del equipo de refrigeración.



- 1: Borna del transformador
- 2: Reostato de ajuste y calibración
- 3: Fuentes de alimentación
- 4: Registrador temperatura
- 5: Indicador a distancia de temperatura
- 6: Transformador de intensidad tipo "bushing"
- 7: Sonda de Pt: resistencia calefactora
- 8: Sonda de Pt: resistencias de medida

Figura 1.20-Esquema de conexiones para imagen térmica.

Fuente: Curso de transformadores ABB.

Obsérvese que en la siguiente imagen tenemos tres termómetros de imagen térmica, uno para cada devanado y un termómetro de aceite. Se ven los diales que tienen cada uno, para configurar las temperaturas de accionamiento de alarma, disparo y arranques de electroventiladores.

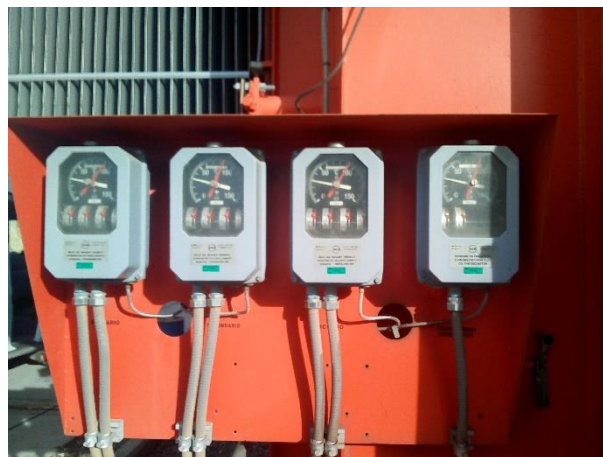


Figura 1.21-Termómetros de imagen térmica y de temperatura de aceite.

Fuente: Autor del proyecto.

1.3.11 Válvula de sobrepresión

Cuando se produce un cortocircuito interno, la descomposición del aceite genera en muy pocos milisegundos una gran cantidad de gases que es preciso evacuar con la mayor rapidez posible para evitar y/o limitar daños que ponen en peligro la integridad de la máquina.

Este accesorio tiene la función de aliviar cualquier sobre presión que se presente en el transformador, evitando daños o deformaciones en sus componentes. La válvula se calibra para operar a una presión determinada, y pueden ser de dos tipos: de resorte y de diafragma. El de tipo resorte es de reposición automática, ya que cierra de nuevo una vez que la sobre presión ha sido liberada. En cambio, los de tipo diafragma se rompen y una vez aliviada la sobre presión, se deben reponer.



Figura 1.22-Válvula de alivio de sobrepresión.

Fuente: Accesorios de transformadores- Pedro Avelino Pérez

1.3.12 Relé de presión súbita

El relé de presión súbita es un instrumento diseñado para responder a un aumento repentino de la presión, normalmente generado por una falla interna del transformador. Reacciona rápidamente y tiene un micro interruptor que puede conectarse al disparo del interruptor, para reducir los daños en la cuba del transformador. El relé no reacciona a los cambios normales de presión, causados por el funcionamiento inestable de la bomba, los cambios de temperatura, etc.



Figura 1.23-Relé de presión súbita.

Fuente: Catálogo Qualitrol.

2. CAPÍTULO II: ENVEJECIMIENTO PREMATURO DE LAS AISLACIONES EN EL TRANSFORMADOR Y SU DETECCIÓN

Un transformador de potencia se diseña y construye para funcionar durante décadas. Se espera que así sea ya que es la pieza más cara de una estación transformadora. Sin embargo, las condiciones extremas de uso (sobrecargas, cortocircuitos aguas abajo del mismo, contaminación proveniente del exterior, etc.) van acelerando el desgaste de las aislaciones del mismo. Como consecuencia final se produce una falla en el transformador que, en el mejor de los casos, lo sacara de servicio.

Ante esta situación a veces se recurre a realizar un mantenimiento correctivo de emergencia, con el objetivo de poner en funcionamiento al transformador lo antes posible. Una vez que la maquina comienza a trabajar, se la sigue monitoreando. Esto es así, debido a que existen condicionantes a la hora de intervenir un transformador que limitan el tiempo en el cual puede estar fuera de servicio.

El propósito de contar con un programa de mantenimiento preventivo y predictivo y aplicarlo es anticiparse a estas fallas, tomando acciones concretas para detener o ralentizar estos procesos. Demás está decir que como resultado se resguarda el activo que supone un transformador y se evitan perdidas/sanciones económicas por salidas de servicio no programadas.

Los factores que afectan el aislamiento del transformador son: la humedad, el calor, el oxígeno y la presencia de contaminantes externos. Se expondrá las formas en los cuales estos agentes aparecen en la máquina.

Los ensayos que se realizan periódicamente sobre el aceite y los aislantes solidos cumplen una función preventiva y predictiva sobre el estado del transformador; además sirven como elemento de diagnóstico por posible o efectiva falla del mismo. Cumplen una función preventiva en la medida de que los parámetros que se obtienen estén dentro de los valores previsibles para esa máquina de acuerdo con sus características constructivas (tensión, potencia, etc.) antigüedad y tipo de operación. Los valores que se obtienen de los ensayos se comparan con tablas que dispone el operador. Cumplen una función predictiva cuando los valores que se obtienen sirven para decidir una acción, filtrado o regeneración de aceite, desludado, decubado, etc.

Veremos en este capítulo cuales son los eventos o condiciones que aceleran el envejecimiento de las aislaciones de un transformador y como detectar que las aislaciones de nuestro transformador se están degradando. Respecto a los ensayos a los aislantes, no es objetivo de este trabajo el detallar como se realiza cada uno de ellos, ya que existen laboratorios especializados para ellos y no todas empresas propietarias de los transformadores cuentan con el equipamiento necesario para realizarlo. Sí nos centraremos en porque se realiza y que se busca en cada ensayo.

2.1 Humedad

La humedad se puede presentar de las siguientes formas:

- Disuelta
- En emulsión agua/aceite
- En estado libre en el fondo del tanque
- En forma de hielo en el fondo del tanque (si la gravedad específica del aceite es mayor a 0.9)
- Contenida en el papel (es un material higroscópico, que retiene de 600 a 800 veces más agua que el aceite)

2.1.1 Efectos

A este respecto el Ing. Esteban Lantos, en el artículo “Mantenimiento Proactivo de transformadores” menciona que contenidos bajos de agua (hasta 30 ppm) permanecen en solución y no cambian el aspecto del aceite. Cuando el contenido de agua supera el valor de saturación, aparece agua libre en forma de turbidez o gotas decantadas. El agua disuelta afecta las propiedades dieléctricas del aceite: disminuye la rigidez dieléctrica y aumenta el factor de disipación dieléctrica (tangente delta).

En un transformador, el agua se reparte entre el aceite y el papel, en una relación predominante hacia el papel. Un alto contenido de agua acelera la degradación de la celulosa, reduciendo la vida útil del aislante sólido y contaminando el aceite. Un papel con celulosa degradada, ve disminuida su resistencia eléctrica y mecánica (no soporta la curvatura de los arrollamientos). El agua también es un elemento altamente corrosivo para los materiales ferrosos y por ellos forma óxido de hierro que al disolverse en el aceite lo hace más conductor.

2.1.2 Forma de ingreso

- La fuente principal de humedad al transformador es a través del aire atmosférico. Durante una reparación o decubado puede ocurrir una exposición directa de los aislantes a la humedad. También puede suceder que ingrese aire húmedo (sin disecar) a través del respirador del tanque de expansión.
- Envejecimiento de la celulosa y el aceite. La ruptura de la cadena molecular favorece la formación de subproductos como agua y compuestos furánicos.
- Humedad residual en los componentes estructurales más gruesos no eliminada durante el secado de fábrica o humidificación de la superficie de aislamiento durante el montaje.

2.2 Calor

2.2.1 Efectos

Una temperatura de operación, superior a lo recomendado trae como consecuencia un deterioro de la celulosa del papel que oficia de aislamiento de los devanados. La norma IEC 354 fija que la temperatura media de los devanados será, como máximo, 65°C por sobre la temperatura ambiente que se supone en 20°C. Superados estos valores el envejecimiento de las aislaciones se acelera. Un papel envejecido, se pone rígido, quebradizo y ya no puede soportar las sollicitaciones eléctricas. Se inicia un proceso de de-polimerización del papel, que libera agua, materiales ácidos y gases (CO₂, CO) al aceite. También una excesiva sobrecarga térmica generará efectos de dilatación en los materiales. Esta dilatación puede ocasionar deformaciones plásticas (permanentes) en componentes como los aislantes sólidos.

2.2.2 Forma de ingreso

El calor se produce dentro del transformador por las pérdidas eléctricas (efecto Joule) en los materiales activos (devanados y núcleo) y se evacúa al exterior a través del aceite que circula por los radiadores. El transformador no tiene una conductividad térmica uniforme (distintos materiales implica distintas conductividades) ni infinita, por lo tanto, habrá elementos que durante una operación normal estarán a una temperatura superior que el resto.

2.3 Oxígeno

2.3.1 Efectos

El oxígeno reacciona con el aceite y el calor para formar ácidos orgánicos, lodo y agua. Esos lodos tienden a depositarse sobre el fondo de la cuba o sobre el papel de los devanados. En este último caso, al adherirse al aislante, dificulta la disipación del calor generado en los devanados, ocasionando un aumento de la temperatura y posterior degradación del papel.

2.3.2 Forma de ingreso

El oxígeno presente dentro de un transformador puede provenir de la atmósfera (ingresa a través del respirador del tanque de expansión) o ser producto de la descomposición de la celulosa como resultado de aplicarle calor.

2.4 Contaminantes externos

2.4.1 Efectos

Un aceite contaminado con partículas ve disminuidas sus propiedades dieléctricas. Las partículas pueden acumularse en los radiadores del transformador, impidiendo la normal circulación de aceite y consiguiente expulsión del calor hacia el exterior.

2.4.2 Forma de ingreso

La contaminación con partículas puede ingresar durante la fabricación o reparación del transformador no siendo retirada durante el llenado del mismo con aceite. También puede ingresar polvo a través de un diafragma roto que no haya sido reemplazado. Durante el funcionamiento normal de la máquina, las partículas contenidas en la celulosa del papel pueden desprenderse con las consecuencias ya mencionadas.

2.5 Ensayos al aceite

Se expondrán a continuación las propiedades físicas, químicas y eléctricas del aceite que suelen analizarse y los valores límites aceptables según las normas mencionadas. Cabe aclarar que las normas elegidas varían según la empresa y el laboratorio que realice los ensayos y por lo tanto, las aquí expuestas, no deben considerarse como de cumplimiento obligatorio, sino más bien a modo orientativo.

2.5.1 Punto de anilina:

Temperatura a la cual un aceite dieléctrico se disuelve en un volumen igual de anilina. Sirve como parámetro de control de calidad, ya que un aceite dieléctrico con alto contenido de aromáticos disuelve la anilina a menor temperatura.

Temperaturas de disolución entre 78 y 86 °C corresponden a un buen dieléctrico. El punto de anilina aceptado para aceites dieléctricos, evaluado mediante el método ASTM D-611, es de 63 a 84 °C.

2.5.2 Color:

La apariencia de un aceite puede revelar la presencia de agua libre e impurezas, tales como fibras o partículas de celulosa. Para los aceites dieléctricos se ha fijado un color máximo de 0,5 (amarillo claro), buscando que el aceite sea predominantemente nafténico. El color se determina mediante el método ASTM D-1500.

2.5.3 Punto de inflamación:

Se define como la mínima temperatura a la cual el aceite emite una cantidad de vapores que es suficiente para formar una mezcla explosiva con el oxígeno del aire en presencia de una llama.

El punto de inflamación de los aceites dieléctricos se ha fijado con un valor mínimo de 135 °C, según la norma ASTM D-92, y mientras más alto, será más segura su utilización.

2.5.4 Tensión interfasial:

La solubilidad de un líquido en otro y también la viscosidad de ellos dependen, en buena parte, de su tensión superficial. Existen compuestos que se forman de la descomposición natural de los aceites dieléctricos de origen mineral, que son igualmente solubles tanto en el agua como en el aceite, modificando su tensión interfasial, causando un aumento considerable de la humedad de saturación del aceite y haciéndolo más conductor de la electricidad.

2.5.5 Viscosidad:

La viscosidad de un fluido es la resistencia que dicho fluido presenta al moverse o deslizarse sobre una superficie sólida. Por esta razón, los aceites dieléctricos deben tener una baja viscosidad para facilitar la disipación del calor generado en la operación del transformador.

2.5.6 Factor de potencia (tangente delta):

El factor de potencia mide las corrientes de pérdida que tienen lugar dentro del equipo cuando se encuentra en operación. Estas se deben a la existencia de compuestos polares en el aceite y a su vez son la causa de los aumentos anormales de temperatura que se suceden en los equipos bajo carga.

2.5.7 Rigidez dieléctrica:

La rigidez dieléctrica de un aceite aislante es el mínimo voltaje en el que un arco eléctrico ocurre entre dos electrodos metálicos. Indica la habilidad del aceite para soportar tensiones eléctricas sin falla. Una baja rigidez dieléctrica indica contaminación con agua, carbón u otra materia extraña. Los contaminantes que disminuyen la rigidez dieléctrica pueden usualmente ser removidos mediante un proceso de filtrado.

2.5.8 Sulfuros corrosivos:

Algunos aceites pueden contener azufre elemental o compuestos de azufre que, bajo ciertas condiciones de uso, pueden causar corrosión en los metales (plata, cobre).

Se aplica la norma ASTM D1275-B “Método estandarizado para determinar azufre corrosivo en aceites aislantes”. La detección de estas impurezas indeseables no es un método cuantitativo, es

cualitativo permitiendo reconocer peligros potenciales. Tiene dos resultados: corrosivo o no corrosivo.

2.5.9 Número de neutralización:

Es una medida de la mayor o menor cantidad de ácidos que se han formado en el aceite durante el tiempo en que ha permanecido en servicio. Su valor, poco importante para un aceite nuevo, aumenta como consecuencia del envejecimiento por oxidación y es utilizado como guía general para establecer el momento preciso para reemplazarlo o regenerarlo, siempre que se hayan establecido los límites de rechazo y que otros ensayos lo confirmen.

2.5.10 Contenido de inhibidor:

Los inhibidores artificiales de oxidación mantienen la acidez del aceite a un nivel más bajo que los aceites sin inhibir. Ahora bien, cuando se agota el aditivo antioxidante en el aceite inhibido la reacción de oxidación se acelera drásticamente. El control requerido sobre el nivel de acidez de un aceite dieléctrico inhibido, en su período final de servicio, es muy exigente debido al cambio radical en el comportamiento de su proceso oxidativo, lo cual podría dar origen a formación excesiva de lodos en el transformador con las consecuentes fallas en su funcionamiento.

El tratamiento al vacío y a alta temperatura de los aceites minerales inhibidos puede llegar a eliminar parcialmente los inhibidores de oxidación comúnmente utilizados. Una vez el aceite ha sido utilizado en una operación de secado de un transformador, debe determinársele el contenido de inhibidor de oxidación (si era un aceite inhibido) y reponerle el que se ha gastado.

2.5.11 Contenido de agua:

Por los efectos mencionados en el punto 2.1.1 es sumamente importante verificar los niveles de humedad en el aceite y en el papel. Para ello basta con determinar el nivel de agua en el aceite y, a través de relaciones conocidas, se puede determinar con bastante exactitud la cantidad de agua en el papel.

Se aplica la norma ASMT D 1533 la cual establece un valor máximo de 25 mg/kg (ppm) para aceites nuevos.

2.5.12 Compuestos furánicos:

Los compuestos furánicos son generados por la degradación de materiales celulósicos usados en la aislación sólida. Los compuestos furánicos que son solubles en aceite en un grado apreciable, migrarán hacia el aceite. La presencia de componentes furánicos en el aceite es un indicador de la degradación de la celulosa por envejecimiento o fallas incipientes.

Se utiliza Cromatografía de Líquidos de Altas Prestaciones (HPLC) para la detección de compuestos furánicos. Se aplica la ASTM D 5837.

2.5.13 Estabilidad a la oxidación:

Los ácidos contenidos en el aceite pueden favorecer el deterioro del papel y de los cartones aislantes. LA presencia de estos productos es signo precursor de la formación de depósitos (oxidación). La principal causa de la oxidación es el sobrecalentamiento del transformador.

Para la medición del índice de neutralización se mide la cantidad, en miligramos de KOH (potasa), para neutralizar 1 gramo de aceite.

2.5.14 Resumen ensayos al aceite

La siguiente tabla resume los ensayos que pueden realizarse a una muestra de aceite y los valores límites de parámetros según normas. Se clasifica según nivel de tensión de trabajo y según el tiempo que tiene en servicio el aceite del transformador.

ENSAYO	Norma ASTM	ACEITE SIN USAR	ACEITE EN EQUIPO NUEVO			ACEITE EN SERV.GRUPO I			
			≤69 kV	69<-<230 kV	230 kV ≤	≤69 kV	69<-<230 kV	230 kV ≤	
1	Punto de Anilina	D611	78-86°C						
2	Color (máx.)	D1500	0.5	1.0	1.0	1.0			
3	Pto. de inflam. (mín)	D92	135°C						
4	Tensión interfasial (mín.) [mN/m]	D971	40	38	38	38	25	30	32
5	Viscosidad	D-445 D-2161							
6	Factor de potencia [%] (25°C)	D-924	0.05	0.05	0.05	0.05	0.5	0.5	0.5
	(100°C)	D-924	0.3	0.40	0.40	0.30	5.0	5.0	5.0
7	Rigidez Dieléctrica [kV] 1 mm	D-1816	20	25	30	35	23	28	30
	Rigidez Dieléctrica [kV] 2 mm	D-1816	35	45	55	60	40	47	50
8	Sulfuros corrosivos	D1275	No corrosivo						
9	Número de neutraliz. (máx.) [mg KOH/g]	D-974	0.015	0.03	0.03	0.03	0.20	0.15	0.10
10	Cont. inhibidor [%] Aceite Tipo I Aceite Tipo II	D-2668	<0.08 <0.3	<0.08 <0.3	<0.08 <0.3	<0.08 <0.3	Mínimo de 0.08%		
11	Contenido de agua (máx.) [mg/kg]	D-1533	35	20	10	10	35	25	20
12	Comp. Furánicos	D-5837							
13	Estabilidad oxidación	D-2112 D-2440							

14	Gases [%]	Disueltos	D-2945 D-3284 D-3612		N/A	N/A	0.5			
----	--------------	-----------	----------------------------	--	-----	-----	-----	--	--	--

Tabla 2.1-Ensayos y valores límites para aceites minerales nuevos y en servicio.

Basado en IEEE Std. C57.106-2015.

Fuente: Autor del proyecto.

2.6 Análisis de gases disueltos (AGD)

Generalidades

Al producirse una falla eléctrica dentro de un transformador lleno de aceite se generan gases combustibles y no combustibles, producto de la descomposición del mismo. Estos gases se disuelven dentro del aceite.

Los gases generados se detallan en la siguiente tabla.

Gas	Fórmula química	Observaciones
Hidrógeno	H ₂	Combustible
Etano	C ₂ H ₆	Combustible
Metano	CH ₄	Combustible
Etileno	C ₂ H ₄	Combustible
Acetileno	C ₂ H ₂	Combustible
Monóxido de carbono	CO	No Combustible
Dióxido de carbono	CO ₂	No Combustible

Tabla 2.2-Principales gases generados

Fuente: Autor del proyecto

En la tabla anterior se ordenaron los gases combustibles de menor a mayor energía necesaria para ser formados. Podemos interpretar su presencia como severidad de la presunta falla.

Ciertas combinaciones y cantidades de gases generados son frecuentemente el primer indicador de un mal funcionamiento, que puede devenir en una falla si no es corregido inmediatamente.

La Cromatografía de Gases Disueltos (CGD) permite determinar el tipo y concentración del gas o gases presentes en el aceite. El siguiente paso es, una vez obtenidos gases y concentraciones, aplicar criterios para establecer el tipo de falla que pudiera estar generando estos gases.

Existen varios criterios para realizar esta determinación. Es importante destacar que estos criterios no determinarán la falla en sí, pero servirán para establecer el tipo o naturaleza de la falla. También es necesario contar con análisis previos de contenido de gases, para establecer una tendencia en las cantidades presentes.

La cantidad de gas disuelto en el aceite indica la severidad de la posible falla, mientras que la tendencia (comparación con mediciones históricas) indica si ésta se encuentra activa y el problema persiste.

2.6.1 Método del gas característico

Establece que la presencia predominante de un gas es un indicador del tipo de falla, térmica (sobrecalentamiento del papel o del aceite) o eléctrica (arco eléctrico, descargas parciales o descargas internas de baja energía). Se resume en la siguiente tabla.

Gas característico	Tipo de falla	Proporciones típicas de gases combustibles
Etileno [C ₂ H ₄]	Sobrecalentamiento de aceite mineral	Predominantemente Etileno con pequeñas proporciones de etano, metano e hidrógeno. Trazas de acetileno ante temperaturas muy altas
Monóxido de carbono [CO]	Sobrecalentamiento de aceite mineral y papel	Predominantemente monóxido de carbono con cantidades mucho menores de gases de hidrocarburos predominantemente etileno y con pequeñas proporciones de etano, metano e hidrógeno.
Hidrógeno [H ₂]	Descargas parciales de baja energía	Predominantemente hidrógeno con pequeñas cantidades de metano y trazas de etileno y etano.
Hidrógeno y Acetileno [H ₂ , C ₂ H ₂]	Arcos eléctricos de alta energía	Predominantemente hidrógeno y acetileno con trazas menores de metano, etileno y etano. También está presente monóxido de carbono.

Tabla 2.3-Tabla de Método del Gas Característico.

Fuente: Traducción de la respectiva tabla de norma IEEE Std C57.104-2019 IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers

Este método presenta la limitación de que requiere ser analizado por expertos en el área de CGD para reducir las identificaciones incorrectas de gas característico, ya que, a veces, el gas principal no es ninguno de los mencionados en la tabla. Aun así, puede llevar a identificaciones erróneas en el 30 % de los casos.

2.6.2 Método de las relaciones de Rogers

Utiliza tres relaciones o cocientes de concentraciones de gases, y según los valores que se presentan, indica cinco tipos de fallas posibles. Las relaciones y valores se expresan en la siguiente tabla. Las concentraciones de gases se expresan en µL/L (ppm).

Caso	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	Diagnóstico de falla sugerida
0	<0.1	0.1 a 1.0	<1.0	Unidad normal
1	<0.1	<0.1	<1.0	Arcos de baja energía, descargas parciales
2	0.1 a 3.0	0.1 a 1.0	>3.0	Descarga de arcos de alta energía
3	<0.1	0.1 a 1.0	1.0 a 3.0	Falla térmica de baja temperatura
4	<0.1	>1.0	1.0 a 3.0	Falla térmica <700 °C
5	<0.1	>1.0	>3.0	Falla térmica >700 °C

Tabla 2.4-Tabla de Método de Relaciones de Rogers.

Fuente: Traducción de la respectiva tabla de norma IEEE Std C57.104-2019 IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers

La limitación del presente método, es que no puede identificar fallas en relativamente gran número de ensayos de CGD (típicamente un 35%), debido a que éstos no se encuentran dentro de los rangos explicitados por la presente tabla.

2.6.3 Método de las relaciones de Doernenburg

Fue un método muy utilizado históricamente, pero en la actualidad va perdiendo popularidad. Esto se debe a que, al ser similar al Método de las relaciones de Rogers, presenta sus mismas limitaciones y tasa de falla. Se presenta a continuación tabla con definición y límites de las relaciones.

Diagnóstico de falla sugerido	R1 CH_4/H_2 tomado de aceite mineral/ espacio de gas		R2 C_2H_2 / C_2H_4 tomado de aceite mineral/ espacio de gas		R3 C_2H_2/CH_4 tomado de aceite mineral/ espacio de gas		R4 C_2H_6 / C_2H_2 tomado de aceite mineral/ espacio de gas	
	>1.0	>0.1	<0.75	<1.0	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
1-Descomposición térmica	>1.0	>0.1	<0.75	<1.0	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
2-Efecto corona (descargas parciales de baja energía)	<0.1	<0.01	No significativo		<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
3-Arco (descargas parciales de alta energía)	>0.1 <1.0	>0.01 <0.1	>0.75	1.0	>0.3	>0.1	<0.4	<0.2

Tabla 2.5-Tabla de Método de Relaciones de Doernenburg.

Fuente: Traducción de la respectiva tabla de norma IEEE Std C57.104-2019 IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers

2.6.4 Método de triángulos de Duval

Utiliza triángulos cuyos vértices y aristas representan los gases de hidrocarburos generados por las fallas y sus proporciones en la muestra respectivamente. El interior del polígono está dividido en regiones bien definidas las cuales corresponden a determinados tipos de fallas. Dada una muestra de gases, se obtendrá un punto dentro del polígono y por lo tanto se determinará el tipo de falla presente.

Según IEEE C57.104 estos métodos poseen una tasa de acierto mucho mayor que los métodos antes expuestos. Esto se debe a que están basados en datos estadísticos de una población grande de muestras.

La norma IEC 60599 define seis tipos de falla visualmente detectables:

PD-Descargas parciales del tipo corona, evidenciándose por presencia de barnices en el papel.

D1-Descargas de baja energía en aceite y/o papel, siendo visibles perforaciones carbonizadas en el papel, carbonización de la superficie del papel o partículas de carbón en el aceite.

D2-Descargas de alta energía en aceite y/o papel, visible por la destrucción y carbonización de papel, fusión de metal y carbonización en aceite.

T1- Fallas térmicas en aceite y/o papel menores a 300 °C, que se evidencian si el papel está de color marrón

T2- Fallas térmicas en aceite y/o papel superiores a 300 °C, que se evidencian si el papel está carbonizado.

T3- Fallas térmicas superiores a 700 °C, que se evidencian con una carbonización del aceite, decoloración del metal (>800 °C) o incluso fusión del mismo (>1000 °C).

Así mismo se definen cuatro subtipos adicionales de falla:

S-*Stray gases* (Gases primarios) producidos por el aceite mineral a temperaturas $90\text{ °C} < T < 200\text{ °C}$.

Principalmente H_2 .

O-Sobrecalentamiento del papel o del aceite mineral $< 250\text{ °C}$, sin llegar el papel a carbonizarse o perder propiedades dieléctricas.

C-Posible carbonización del papel.

T3-H -Fallas térmicas T3 en el aceite mineral solamente (sin involucrar al papel).

La ventaja del Método del triángulo 1 es que siempre propone una identificación de falla, con pocos errores de diagnóstico y permite una visualización y rápido seguimiento de la evolución de la falla a lo largo del tiempo. Debido a que este método siempre entrega un diagnóstico, debe ser usado solamente cuando otra información indica que la falla sea probable que exista. El hecho de que una posible falla sea identificada no es en sí mismo una confirmación de que esta exista.

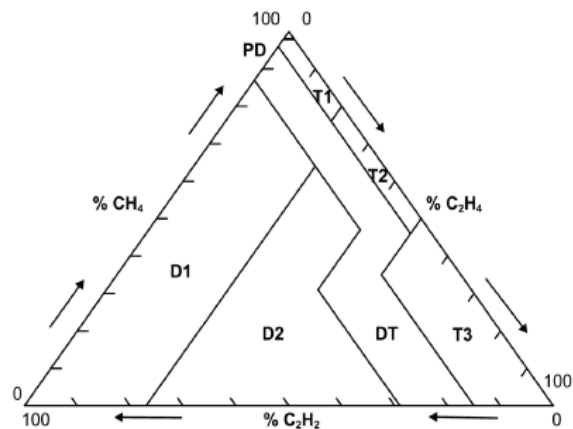


Figura 2.1-Triángulo 1 de Duval.

Fuente: IEEE Std C57.104-2019 IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers

Los triángulos 4 y 5 son construidos de la misma manera que el triángulo 1, la diferencia es que utilizan distintos gases y áreas.

Cuando se identifica una falla de baja temperatura (PD, T1 o T2) utilizando el triángulo 1, se puede obtener más información de la misma utilizando el triángulo 4. Este método permite distinguir entre fallas del tipo S, O, PD, R, que son de menor incidencia en transformadores y también las del tipo C que son más peligrosas potencialmente.

Cuando se identifica una falla de alta o muy alta temperatura (T2 o T3) utilizando el triángulo 1, se puede obtener más información de la misma utilizando el triángulo 5. Este método permite distinguir entre fallas de alta temperatura del tipo T2/T3, de menor incidencia y las potencialmente más peligrosas tipo C, que posiblemente involucren carbonización del papel.

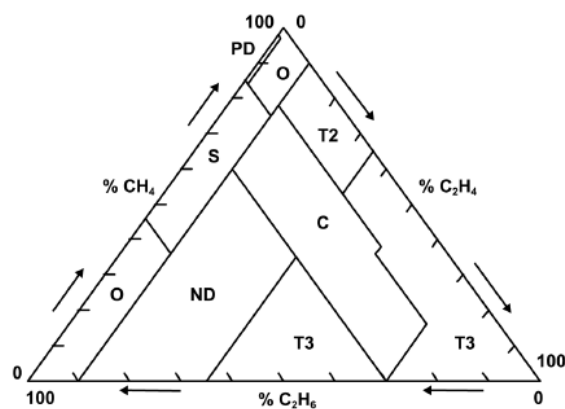


Figura 2.2-Triángulo 4 de Duval.

Fuente: IEEE Std C57.104-2019 IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers

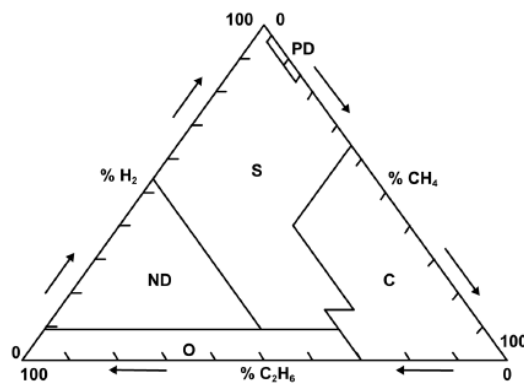


Figura 2.3-Triángulo 5 de Duval.

Fuente: IEEE Std C57.104-2019 IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers

2.6.5 Método de pentágonos de Duval

Método presentado en el año 2014, el cual permite la interpretación del análisis de gases disueltos en aceite en forma gráfica. Utiliza los 5 gases combustibles (detallados en la Tabla 2.2) simultáneamente para emitir un diagnóstico.

El Pentágono 1 de Duval se creó para identificar las fallas principales que pudieran ocurrir dentro de un transformador bañado en aceite mineral.

El Método del Pentágono 2 de Duval, al igual que el del Pentágono 1, permite la detección de tres tipos básicos de fallas eléctricas (PD, D1 y D2), distinguir entre 4 subtipos de falla térmica (S, O, C y T3-H) y reconocer que partes del aislamiento fueron afectados (aceite o papel).

Al igual que en el Método de los triángulos del mismo autor, se debe realizar la sumatoria de los gases presentes y determinar la proporción en la que se encuentra cada uno de ellos. Con estos datos se obtiene el centroide de un polígono, el cual caerá dentro de una de las áreas de falla.

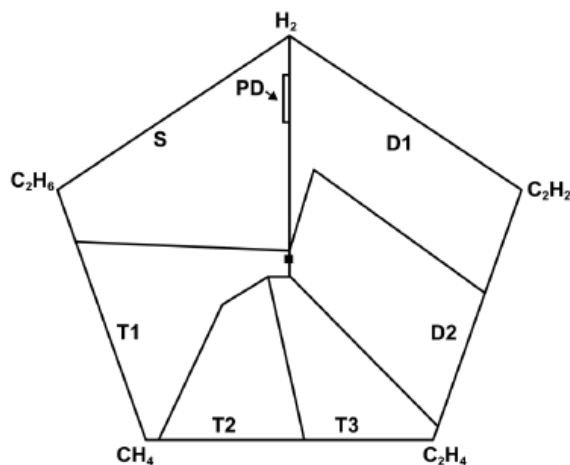


Figura 2.4-Pentágono 1 de Duval.

Fuente: IEEE Std C57.104-2019 IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers

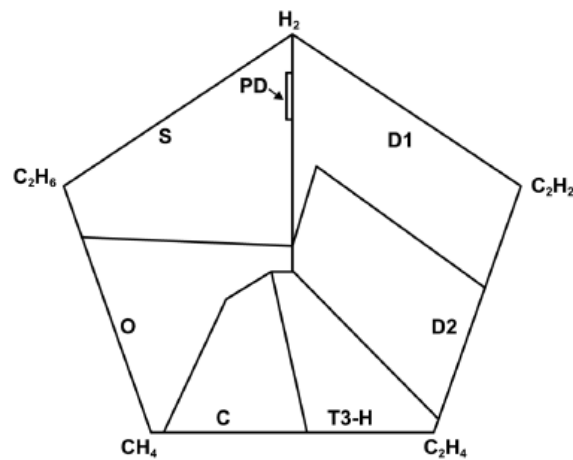


Figura 2.5-Pentágono 2 de Duval.

Fuente: IEEE Std C57.104-2019 IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers

Aplicación

Si el interés está fijado en los 6 tipos de falla básicos se puede utilizar el Método del Triángulo de Duval 1 o el del Pentágono 1.

En cambio, si nos interesa indagar en los subtipos de falla, se puede complementar la información de los métodos anteriores con los Triángulos 4 ,5 o Pentágono 2.

2.7 Ensayos eléctricos

Estos ensayos se realizan sobre determinados parámetros característicos del transformador, ya sea sobre su aislamiento total, o una determinada parte puntual. Aunque si bien no caracterizan el estado del aislamiento por si solos, si estos parámetros cambian sus valores puede ser indicativo de algún proceso de degradación o daño sobre el aislamiento.

Para las tareas de mantenimientos hay que seleccionar los parámetros a los que se le hará seguimiento y la frecuencia con cual se realizarán estos controles. Se indica a continuación una serie de ensayos en campo sugeridos y su metodología.

Se detallarán ensayos con corriente alterna y con corriente continua. Se recomienda realizarlos en ese orden ya que estos últimos tienden a afectar las mediciones de los ensayos de corriente alterna.

2.7.1 Prueba de resistencia DC de devanados

La medición de resistencia óhmica de los devanados se realiza en búsqueda de anomalías debido a pérdida de conexiones, flexibles rotos o altas resistencias de contacto en el conmutador bajo carga. La interpretación de los resultados se basa en la comparación de mediciones realizadas separadamente de cada fase si el conexionado es en estrella, o entre fases si el conexionado es en

triángulo. Los valores de resistencia se miden para cada arrollamiento y para cada posición del conmutador.

Equipos para realizar la medición:

Puente de Wheatstone o Kelvin (según sean mayores o menores de aproximadamente 1 Ohm respectivamente).

Fuente de corriente constante con amperímetro y milivoltímetro.

Micro óhmetro.

En el caso de que estas mediciones se deban comparar con las efectuadas en fábrica, se debe realizar la siguiente corrección por temperatura:

$$R_r = R_m (T_r + T_k) / (T_m + T_k)$$

Donde:

R_r : resistencia a la temperatura T_r .

R_m : resistencia medida

T_r : temperatura de referencia en °C

T_m : temperatura a la que fue medida la resistencia en °C

T_k : constante de acuerdo al material del bobinado

para el cobre es 234,5°C

para el aluminio es 225°C

La comparativa entre los valores de resistencia de cada fase debe estar dentro de un rango de 2%. Resultados obtenidos que no difieran en $\pm 5\%$ respecto de los de fábrica se consideran satisfactorios, según IEEE Std C57.152-2013.

Las corrientes utilizadas durante la medición no deben exceder a un 15% de la corriente nominal del devanado para evitar que su aumento de la temperatura modifique su resistencia.

La medición tiene que realizarse cuando los valores de tensión y corriente se estabilicen.

2.7.2 Prueba de relación de transformación, polaridad y fase

La relación de transformación es la relación entre el número de vueltas entre los arrollamientos primarios y secundarios (y terciarios si los tuviese). Se debe medir para cada posición del conmutador.

Discrepancias significativas con los valores de referencia, pueden ser indicativos de circuitos abiertos, espiras en cortocircuito, defectos en los contactos del conmutador, etc.

La relación de vueltas se mide en forma indirecta, considerando que ambas relaciones (vueltas y tensiones) son aproximadamente iguales con el transformador en vacío. Se debe medir para cada posición del conmutador y para todos los devanados.

La relación de vueltas es un parámetro de diseño, el cual no debería modificarse a lo largo de la vida del transformador. Si esto pasara, sería un indicio de que se ha producido un cortocircuito entre espiras, modificando la relación de transformación. Es muy útil medir simultáneamente la corriente de excitación en este ensayo, lo cual posibilita en algunos casos encontrar problemas de falsos contactos o derivaciones a tierra por fallas de aislación.

La norma IEC 86 de transformadores define a la relación de transformación, como la relación entre la tensión nominal de AT y la tensión nominal de BT, con el transformador en vacío.

Para tensiones menores que la nominal, la relación toma valores distintos, pero en general los apartamientos son menores de $\pm 0,1\%$, es decir no hay problema en medir la relación de transformación con tensiones inferiores a la nominal.

De acuerdo a lo indicado por IEEE Std C57.152-2013, las discrepancias con los valores de placa deben ser inferiores al 0,5% para todos los bobinados y taps de los mismos.

Pueden darse algunos casos especiales en que haya un apartamiento mayor respecto de lo que surge de la placa, como ser el caso de un transformador muy grande con un bobinado de baja tensión con muy pocas espiras. Aquí se produce un error de resolución, ya que debería haber por lo menos 200 espiras para resolver 0,5%.

La determinación de la relación de espiras permite detectar posibles cortocircuitos entre espiras, así como también problemas de alineación en el conmutador.

La polaridad y el ángulo de fase tienen particular importancia cuando el transformador se encuentra conectado en paralelo con otros transformadores. Mediante este ensayo se verifica la desviación angular entre el primario y secundario de cada fase.

Las diferencias con los valores de referencia, pueden ser debidas a desplazamientos geométricos entre arrollamientos, generados por fuertes solicitaciones dinámicas.

2.7.3 Prueba de corriente de excitación con guarda a tierra:

Generalidades

Esta prueba es útil para detectar problemas como defectos en el núcleo magnético, movimientos en los bobinados, fallas en la aislación entre espiras o problemas en el cambiador de tomas. Estas

condiciones resultan en cambios de la reluctancia del circuito magnético, el cual modifica la corriente necesaria para inducir un flujo magnético en el mismo.

Metodología

El método consiste en tres mediciones de monofásicas (caso de transformador trifásico) de corriente sobre cada una de las fases del transformador, usualmente en el lado de alta tensión. Los devanados de baja tensión se dejan sin conectar. Se debe aplicar una tensión alterna lo más cercana y sin sobrepasarla, a la nominal del transformador. A los efectos de que la medición sea comparativa con las anteriores y futuras mediciones, se debe aplicar siempre el mismo valor de tensión y el mismo esquema de conexiones de los instrumentos.

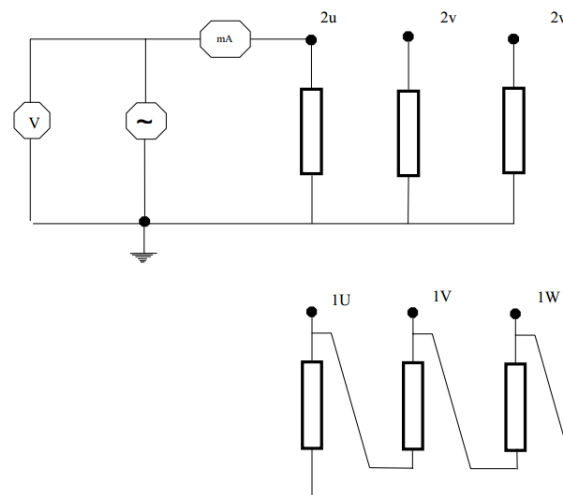


Figura 2.6-Esquema de conexión para medición de corriente de excitación.

Fuente: Curso de mantenimiento de transformadores- Tadeo Czerweny

Los resultados se analizan comparando las mediciones con ensayos anteriores. En transformadores trifásicos las lecturas de corriente de excitación de las fases “exteriores” U y W darán más altas respecto a la de la fase “central” V. Esto se debe que los circuitos magnéticos de U y W poseen mayor reluctancia. Se esperan diferencias entre un 10 y 30 % de corriente de excitación entre ellas.

Si, comparando mediciones previas, se obtiene un aumento en la corriente de magnetización es un indicativo de un aumento de los entrehierros (problemas en la estructura del núcleo). Si la diferencia es significativa, estaríamos ante un cortocircuito entre espiras.

Método especial con “guarda a tierra”: consiste la aplicación de circuitos especiales que sensibilizan las mediciones permitiendo una más fácil detección de defectos. El método es aplicable cuando el transformador cuenta con un bobinado adicional en Δ (terciario de amortiguación).

Se ilustra a continuación el conexionado para un bobinado en estrella y luego para un bobinado en triángulo.

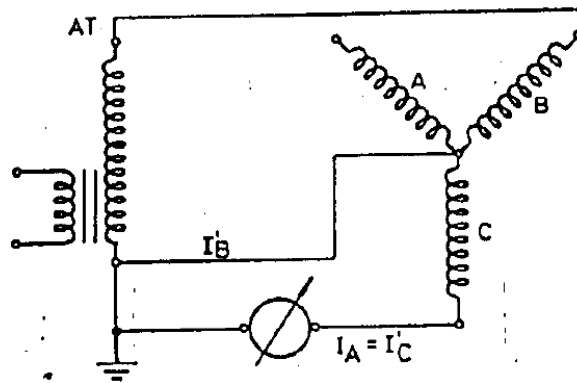


Figura 2.7-Esquema de conexión para medición de corriente de excitación.

Fuente: Curso de mantenimiento de transformadores- Tadeo Czerweny

Por B y neutro a tierra circula la corriente de excitación I_B , que induce tensión en C, haciendo circular la corriente I_C por C y por el amperímetro, atribuyéndose la medición de la corriente a la fase abierta A.

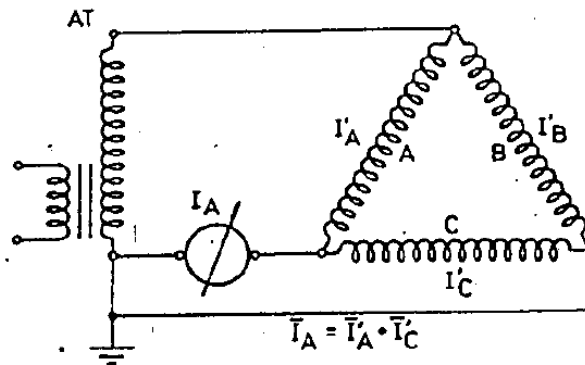


Figura 2.8-Esquema de conexión para medición de corriente de excitación.

Fuente: Curso de mantenimiento de transformadores- Tadeo Czerweny

Por A y B circulan corrientes a tierra, que inducen tensión en C, haciendo circular la corriente I_C por C, que se suma vectorialmente a dando la corriente I_A .

2.7.4 Impedancia de cortocircuito:

Generalidades

La impedancia de cortocircuito del transformador depende, entre otros factores, de la geometría de los arrollamientos. Por ello, este parámetro se mide con el fin de detectar posibles movimientos de los arrollamientos generados en el transporte o luego de fallas severas por esfuerzos electrodinámicos.

Metodología

Los valores medidos en campo deben ser comparados respecto a los de fábrica. Cambios en los valores de impedancia mayores a un $\pm 3\%$ deben ser considerados significativos, según IEEE Std C57.152-2013.

Se debe prestar especial atención a la forma de onda a inyectar durante el ensayo. No se recomienda que esta provenga de un grupo electrógeno ya que sufre distorsiones en la forma de onda y su frecuencia no es constante.

Desmagnetización

Es importante remarcar que al aplicar una tensión continua al bobinado se produce la magnetización del núcleo. Dicha magnetización puede afectar a los resultados obtenidos en ensayos posteriores, por lo que es necesario proceder a desmagnetizarlo antes de proseguir con los ensayos. Para realizar la desmagnetización se deben aplicar ciclos de corriente continua de polaridad positiva y negativa alternadamente, reduciendo su amplitud cada ciclo hasta alcanzar valores de magnetización remanente despreciables.

2.7.5 Prueba de resistencia de aislamiento

Generalidades

El ensayo de resistencia de aislamiento tiene como objetivo caracterizar el estado del sistema aislante del transformador. Las solicitaciones a la que es sometido el transformador, merman la vida útil de su aislamiento. Por ello la medición de resistencia de aislamiento es un método rápido, sencillo y económico para la determinación de su estado.

La prueba consiste en medir la resistencia que presentan las distintas partes del aislamiento interno, es decir el aislamiento entre cada fase y tierra y entre fases. Se conoce usualmente a la prueba con el nombre de megado ya que el resultado de la medición está en el orden de los Mega Ohm. Se aplica una tensión continua y se mide la corriente que circula. La resistencia de aislamiento surge de aplicar la ley de Ohm.

La corriente que circulará por el aislamiento tendrá cuatro componentes, debida a distintos fenómenos.

Corriente de carga (i_{cp}): se debe a la capacitancia geométrica del aislamiento. Dependiendo del tipo y dimensiones del transformador la corriente puede ser bastante grande al momento de aplicar la tensión de ensayo, pero decrece rápidamente con el tiempo llegando a ser cero. Se asume que este tiempo es menor a 10 segundos. Como la medición de resistencia de aislamiento se realiza a partir de los 10 segundos, esta corriente no provee información útil desde el punto de vista del diagnóstico.

Corriente de absorción (i_a): se debe fundamentalmente a la orientación de las moléculas polares, que constituyen el material dieléctrico de la aislación, en la dirección del campo eléctrico de continua, creado al aplicar la tensión de ensayo (polarización dipolar). El campo eléctrico, requerirá una cierta energía, la cual será suministrada por la fuente de tensión continua utilizada en el ensayo. Es importante tener en cuenta que, una vez que las moléculas se han orientado en la dirección del campo eléctrico, esta corriente cesará en su circulación a través del material aislante. Se destaca que posee un valor relativamente alto al aplicarse la tensión en continua y luego decae lentamente hacia cero. El tiempo de caída a su valor nulo se asume por lo general en 10 minutos, a partir del instante de aplicación de la tensión de ensayo.

Corriente de conducción superficial (i_{cs}): Esta componente tiene su causa en la existencia de contaminantes conductivos incorporados en el sistema de aislación (humedad, soluciones iónicas, etc.). Se caracteriza por poseer un valor constante en el tiempo. Un valor elevado de esta corriente es un indicador de advertencia, por el deterioro eventualmente ocasionado sobre la superficie de la aislación sólida.

Corriente de conducción volumétrica (i_{cv}): Su origen se debe a la circulación de iones y electrones en el volumen del material aislante. La circulación de esta corriente se debe fundamentalmente a los iones (cationes + aniones), los cuales migran o se difunden debido a la presencia del campo eléctrico. La conducción electrónica es mucho menor ya que existe una fuerte ligadura entre los electrones externos y el núcleo atómico en las moléculas del dieléctrico. La causa más importante de la circulación iónica es la debida a la absorción de humedad por parte del aislante. También circulará cuando existan fisuras en los arrollamientos, ya que se depositarán, en el interior de las mismas, agentes contaminantes conductivos (flujo de corriente por impurezas iónicas). También se caracteriza por poseer un valor constante en el tiempo.

Por lo tanto, podemos definir a la corriente total de pérdidas (la que circulará al aplicar la tensión continua de ensayo) como la sumatoria de las cuatro corrientes antes definidas.

En la siguiente figura tenemos una gráfica de la evolución de cada una de las corrientes en función del tiempo y de cómo varía la corriente total de pérdidas.

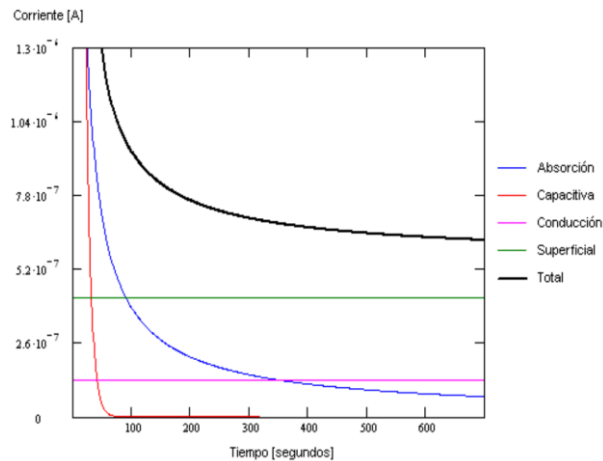


Figura 2.9-Corriente total de pérdidas y sus componentes.

Fuente: Ensayos de Mantenimiento en Transformadores de Potencia y Distribución Parte 2 - Ensayos Dieléctricos en Corriente Continua-Nova Mirón.

Como podemos observar la corriente de ensayo no será constante en el tiempo, por lo cual el valor medido de resistencia de aislación tampoco lo será. Es por ello que se definen mediciones de resistencia en determinados momentos del ensayo. La resistencia será función de la tensión aplicada y de la temperatura. Por lo tanto, para poder efectuar una comparación con anteriores mediciones debemos repetir las condiciones del ensayo: misma tensión a aplicar, mismos momentos en los que se registra la medición y todos los valores de resistencia referenciarlos a 20 °C. La corrección por temperatura se realiza con la siguiente gráfica.

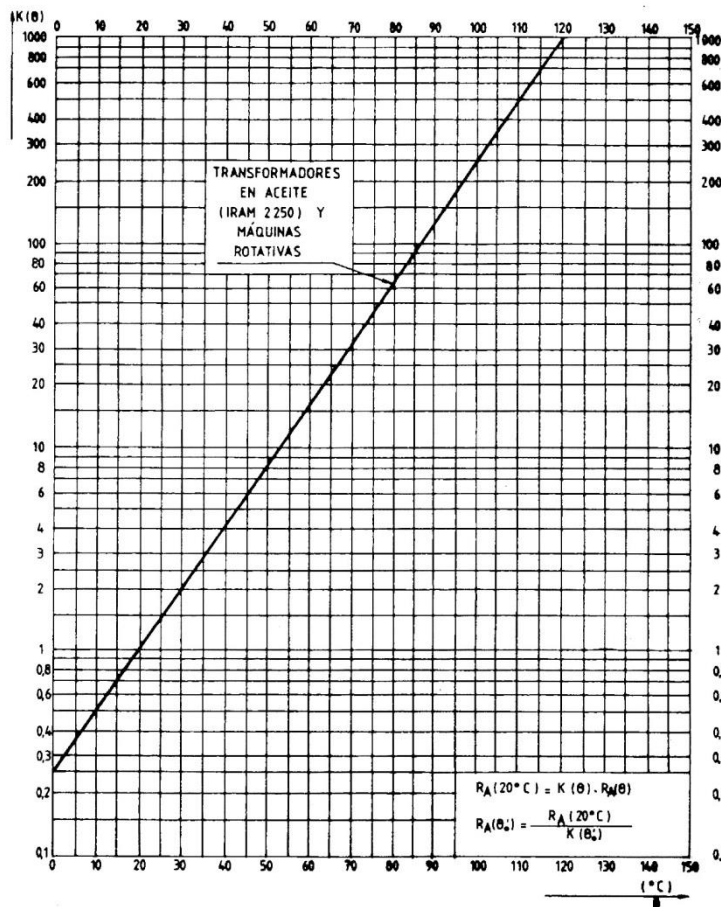


Figura 2.10-Curva de corrección de temperatura para resistencia de aislamiento.

Fuente: Norma IRAM 2325-1992: “Aislación Eléctrica: Guía para la evaluación de su estado por mediciones de su resistencia”

Explicados los procesos que ocurren durante el ensayo, se detallarán los parámetros a medir.

Metodología

La cuba y el núcleo deben ser puestos a tierra y los bobinados deben ser cortocircuitados entre sí. Los bobinados que no estén siendo ensayados deben ponerse a tierra. Deben limpiarse cuidadosamente los aisladores pasatapas para remover trazas de contaminación o condensación. Se aplica una tensión continua y se mide la corriente que circula a través del aislamiento para calcular la resistencia, utilizando la ley de Ohm. La tensión continua a aplicar usualmente es de 2500 V o 5000 V. Se recomienda registrar las mediciones en lapsos de 15 segundos durante el primer minuto y cada 1 minuto en los restantes 9 minutos. Esto es importante para poder graficar la curva de la resistencia en función del tiempo.

Medición única de la Resistencia de Aislación (RA): se mide a los 60 segundos de aplicada la tensión de ensayo en conjunto con la temperatura del transformador para poder corregirla a 20 °C. Es un método excluyente si los valores medidos están debajo de los mínimos recomendados. Para un equipo nuevo el valor mínimo recomendado de RA según IRAM es de 1000 MΩ.

Desde el punto de vista del diagnóstico, la RA es un parámetro del dieléctrico que nos permite detectar, en primera instancia, los siguientes problemas: absorción de humedad, contaminación conductiva, cracks o fisuras.

Medición del Índice de Polarización (IP): en transformadores de gran potencia, con gran volumen de aislación pueden encontrarse tiempos muy largos de carga debidos a la corriente de absorción. Resulta útil la evaluación del sistema de aislación a través de la medición del Índice de Polarización (IP) el cual es un método cocimétrico e independiente de la temperatura.

Se define como el cociente entre la RA a los 10 minutos y la RA al minuto.

$$IP=R_{10}/R_1$$

Nos da una indicación de: sequedad, contaminación e integridad física del sistema de aislación.

Este ensayo se aplica para transformadores de tensión >66 kV y potencia >10 MVA.

Medición de la Relación de Absorción Dieléctrica (RAD): Se define como el cociente entre la RA a los 60 segundos y la RA a los 30 segundos.

$$RAD=R_{60s}/R_{30s}$$

Este parámetro nos provee información acerca del grado de calidad del material aislante, evaluando el comportamiento del mismo en la etapa de predominancia de la corriente de absorción. Se utiliza cuando la aislación del transformador es poco extensa y no puede ser evaluado el IP.

Interpretación

RAD	IP	Clasificación del estado de la aislación
RAD<1.1	<1	Peligroso (*)
1.1<RAD<1.25	IP<1.5	Cuestionable
1.25<RAD<1.4	1.5<IP<2	Aceptable
1.4<RAD<1.6	2<IP<3	Bueno
1.6<RAD	3<IP<4	Muy bueno
	4<4	Excelente

Tabla 2.6-Calificación del estado de la aislación (valores recomendados).

Fuente: IRAM 2325-Aislación Eléctrica-Guía para la evaluación de su estado por mediciones de su resistencia.

(*) Si el IP<1 la puesta en servicio del equipo conlleva un inminente riesgo de falla.

Para pequeños transformadores el índice de polarización será levemente superior a 1, los transformadores de media potencia podrán tener un IP entre 1,3 y 1,5. Estos valores dependerán fundamentalmente del nivel de secado del transformador. Es decir, si el nivel de secado es muy bueno (poca presencia de agua en la aislación), se verifica en los transformadores de distribución y media potencia un índice de polarización entre 1 y 1,5. En estos casos, la medición única de

resistencia de aislación es excluyente. En cualquier caso, un $IP < 1$ indica que debe tomarse una acción correctiva inmediata.

Bajos índices de polarización y relación de absorción de dieléctrico pueden deberse a contaminación del dieléctrico y principalmente presencia de humedad. Sin embargo, los valores de IP pueden ser malinterpretados, por lo que se recomiendan otro tipo de pruebas para la evaluación del contenido de humedad en el aislamiento.

Por último, en los casos en que la prueba de resistencia de aislamiento se realiza de forma periódica, puede ser útil analizar la variación en el tiempo de la misma. Un decrecimiento mayor al 30% con respecto a mediciones previas puede ser indicador de algún problema.

Seguridad

Las corrientes de carga y capacitivas generadas por la aplicación de la tensión de ensayo son reversibles. Es decir, entrañan un peligro para el operador y deben ser descargadas a tierra luego de cada ensayo. Antes de tocar los bornes del transformador, verificar con un instrumento la ausencia de tensión.

Este ensayo no debe realizarse si el transformador está sin aceite.

2.7.6 Prueba de capacidad, factor de potencia y de disipación del aislamiento

Generalidades

Un transformador puede asemejarse mucho a un capacitor: ambos contienen un dieléctrico (material aislante) entre dos electrodos (conductores). La capacitancia depende del estado del dieléctrico y de la geometría o disposición de los conductores. Un cambio en la capacitancia de un transformador es un indicio de un deterioro de la aislación o de un cambio en la geometría de los devanados a causa de una sollicitación electrodinámica (la capacidad tiende a aumentar).

Las pérdidas dieléctricas de un sistema de aislación, son las corrientes que circulan a través del aislamiento. Al aplicarle una tensión alterna, se disipa potencia en el aislamiento. Todos los equipos eléctricos tienen este tipo de pérdidas, sin importar su tiempo en funcionamiento. Cuando el sistema de aislación comienza a deteriorarse, se evidencia en el aumento de las pérdidas dieléctricas. El origen de este deterioro puede ser por el envejecimiento natural, contaminación por humedad o químicos y también por estrés del tipo eléctrico (concentración de campo eléctrico).

Una aislación eléctrica puede ser representada, en su forma más simple, como una resistencia en paralelo con una capacidad. Al aplicar la tensión alterna de ensayo obtenemos el diagrama vectorial de la figura siguiente.

Donde:

V = tensión alterna aplicada

I_T = corriente total

I_C = corriente capacitiva

I_R = corriente resistiva

Factor de disipación= $\tan \delta = I_R / I_C$

Factor de potencia= $\cos \varphi = I_R / I_T$

Como el ángulo δ es muy pequeño, podemos considerar $\tan \delta \approx \cos \varphi$. Cuanto menor es el factor de disipación $\tan \delta$, mejor es la calidad de la aislación.

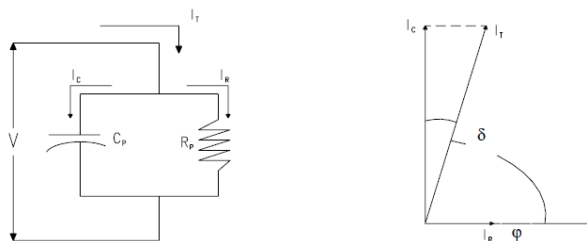


Figura 2.11-Diagrama vectorial para ensayo de factor de disipación.

Fuente: Curso de mantenimiento de transformadores- Tadeo Czerweny

La medición de $\tan \delta$ no tiene el problema que muchas veces presenta la medición de resistencia de aislación con corriente continua. En efecto, en continua, si una mala aislación tiene en serie una parte con alta aislación, el resultado de la medición será una alta aislación enmascarando la falla. Esto no sucede en la medición de $\tan \delta$, que ni siquiera depende del volumen de la aislación.

Además, la medición de $\tan \delta$ no varía con la tensión aplicada, pero cuanto mayor es el nivel de tensión mejor es la calidad de la medición ya que aumenta la relación señal/ ruido.

Metodología

El ensayo se suele realizar con el método conocido como puente de Schering en laboratorios de ensayo y calibración. En campo se utilizan puentes de tipo a transformador. Estos instrumentos normalmente tienen los medios para determinar los valores de capacitancia C y los de $\tan \delta$. La medición consiste en aplicar una tensión conocida en módulo y fase a un terminal y medir la corriente, también en módulo y fase, en el otro terminal.

Para realizar la prueba se deben cortocircuitar los bornes de alta tensión entre sí y los de baja tensión entre sí. En caso de que haya una conexión en estrella con neutro accesible, el mismo también debe ser cortocircuitado con los tres bornes restantes.

La tensión de prueba se sitúa en un rango entre 100 V y 10 kV.

Los resultados de este ensayo son sensibles a la temperatura, ente otros factores. Para poder comparar los resultados todos tienen que estar referenciados a una temperatura de 20 °C. Para ello existen tablas de corrección del valor de capacidad en función de la temperatura generadas por los fabricantes de instrumentos, como la que se presenta a continuación.

Temperatura (°C)	Factor de Corrección K
10	0,79
20	1,00
30	1,25
40	1,57
50	1,98
60	2,45

Tabla 2.7-Factor K para corrección de capacidades C en función de la temperatura del aceite.

Fuente: Ensayos de Mantenimiento en Transformadores de Potencia y Distribución Parte 4 - Ensayos Dieléctricos en Corriente Alterna-Nova Mirón.

Interpretación de los resultados

La evaluación de los resultados arrojados por el ensayo se realiza por comparación con datos anteriores o comparación de los datos de placa característica del transformador.

Según IEEE Std C57.152-2013, en caso de nuevos transformadores el factor de potencia no debería exceder el 0.5% (20 °C). De presentarse un factor de potencia superior al indicado, antes de energizar, se recomienda una inspección interna completa, consultar al fabricante y/o un proceso de secado del transformador.

En transformadores en servicio un factor de potencia menor a 0.5% (20 °C) es un buen valor; uno entre 0.5% y 1% (20°C) es aceptable y uno superior a 1% (20°C) implica investigación.

2.7.7 Aisladores pasatapas

2.7.7.1 Generalidades

Los aisladores son elementos esenciales del transformador. En comparación, son de un costo mucho menor que un transformador, pero una falla en ellos puede conducir a la destrucción del mismo. Es por ello que deben ser controlados periódicamente, en particular si se ha hallado evidencia de deterioro en sus partes. Los ensayos que se mencionan a continuación son aplicables a la gran mayoría de aisladores.

2.7.7.2 Nivel de aceite

Se puede chequear a través del indicador de nivel o del medidor de aceite. Debe tenerse en cuenta la temperatura a la cual se está midiendo el aceite. Un error común es agregar aceite a bajas temperaturas y luego cuando el transformador se energiza comienza a subir su temperatura, produciendo una sobrepresión en el interior del aislador.

2.7.7.3 Inspección visual

Puede ejecutarse con el transformador energizado. A través de elementos como binoculares puede chequearse la presencia de porcelana fisurada o rota, fugas y nivel de aceite.

2.7.7.4 Medición de capacitancia, factor de potencia y disipación

Los aisladores pasatapas del tipo condensador están conformados por el conductor principal, un aislamiento de papel impregnado en aceite con láminas conductoras intercaladas entre sí, aceite, y un aislador cerámico.

Adicionalmente, de la lámina conductora exterior se tiene un borne disponible conocido como tap para la realización de pruebas en el aislador.

Dicha configuración puede verse como una serie de capacitancias intercaladas entre el conductor y el tap, y entre el tap y tierra. La capacitancia equivalente entre el conductor y el tap se conoce como C_1 , mientras que la capacitancia debida al aislamiento del tap, es decir entre tap y tierra, se conoce como C_2 .

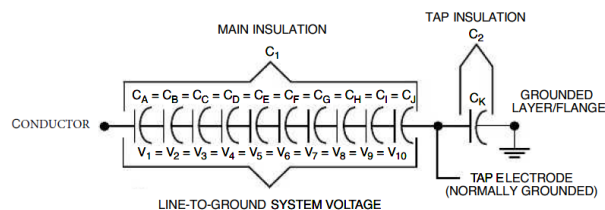


Figura 2.12-Modelo eléctrico del aislamiento de aislador pasatapas.

Fuente: Norma IEEE Std C57.152-2013 - "IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors"

Para la medición de la capacidad C_1 se conecta la punta de alta tensión en el borne del transformador, y el cable de baja tensión en el tap.

Se recomienda tener todo el lado de AT cortocircuitado entre sí, al igual que el lado de BT, para reducir la influencia de la inductancia de los bobinados. Para la medición de C_2 se conecta la punta de AT en el tap y el cable de BT a tierra. La tensión de prueba es de 10 kV siempre y cuando el aislamiento del aislador lo permita.

Suele medirse únicamente C_1 debido a que representa la mayor parte del aislamiento. Sin embargo, en los casos en que los resultados obtenidos en esa primera medición son dudosos, se recomienda realizar la medición de C_2 para un diagnóstico integral de los aisladores y poder discernir si el problema se encuentra en el aislamiento del aislador propiamente dicho, o en el aislamiento del tap. La tensión de prueba dependerá de la tensión nominal del tap, pero suele realizarse a 2,5 kV o 5 kV.

Interpretación

Al igual que en el aislamiento de un transformador, una variación en la capacitancia del aislador implica alguna modificación de su condición interna. Esto puede suceder por láminas cortocircuitadas, contaminación o deterioro del sistema aislante. En caso de láminas cortocircuitadas veremos un aumento de la capacitancia. Una baja capacitancia puede estar asociada a daños en el transporte. Un aumento en el factor de potencia es un indicio de presencia de humedad o contaminantes.

Según IEEE C57-152-2013, si la capacitancia se modifica más de un 5% con respecto al valor de referencia se debe analizar la posibilidad de no energizar el aislador.

2.7.8 Termografía

Generalidades

Los sistemas de medición de temperatura infrarrojos (IR), son de carácter no invasivo y permiten determinar la condición de temperatura y por ende realizar un diagnóstico térmico externo de un transformador. Por medio de la termografía se pueden detectar fallas en su fase temprana tales como conexiones recalentadas, defectos de aislamiento, calentamiento en aisladores pasatapas, sobrecarga, reducida circulación de aceite en los radiadores, etc.

Cada instrumento de medición IR tiene sus especificaciones y recomendaciones respecto a la distancia y ángulo del objeto a medir. El objetivo es tomar una lectura que sea lo más representativa posible de la energía emitida por el objeto. Recordar que los objetos también reflejan energía que incide sobre ellos (como por ejemplo la luz solar) y esta reflexión puede provocar una falsa lectura de temperatura.

Interpretación

Los resultados de la medición de temperatura se tienen que comparar con los de la temperatura ambiente. La siguiente tabla resulta práctica durante inspecciones termográficas.

Diferencia entre componentes similares bajo mismas condiciones de carga (°C)	Diferencia del componente con temp. ambiente (°C)	Acción
1-3	1-10	Posible deficiencia, amerita investigación
4-15	11-20	Indica probable deficiencia; reparar cuando el tiempo lo permita
>15	21-40	Monitorear hasta que se puedan tomar medidas correctivas.
>15	>40	Reparar inmediatamente.

Tabla 2.8-Acciones a tomar ante diferencias de temperatura.

Fuente: Norma IEEE C57.152-2013 “IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors”

2.7.9 Prueba de núcleo a tierra

Generalidades

Como se mencionó en el capítulo I, el núcleo se conforma por láminas conductoras aisladas entre sí. Para mantener las láminas en su posición se utiliza una prensa que se conoce como prensa yugo, o grampa. La grampa también se encuentra conectada a tierra en un único punto, por lo que tiene un sistema de aislamiento que lo separa de la cuba y del núcleo. El circuito magnético debe estar aislado de toda la estructura metálica, con la excepción de una única conexión en un punto. Generalmente en los transformadores de potencia, esta conexión a tierra es externa.

Esta conexión es requerida por dos razones. Primero, porque si el núcleo entrara en contacto con la estructura, circularían por ellos importantes corrientes limitadas únicamente por la resistencia eléctrica del camino por donde esta circula. Se crearía un calentamiento localizado debido a estas corrientes, generando grandes cantidades de etileno y acetileno. En segundo lugar, debe existir un punto de conexión entre el núcleo y tierra para drenar correctamente todas las corrientes inducidas. Caso contrario, se generarían descargas parciales débiles, con la consecuente liberación de hidrógeno.

Metodología

La prueba se realiza en corriente continua. Se aplica una tensión de 1 kV durante un minuto y se calcula la resistencia de aislamiento utilizando ley de Ohm. Al igual que en el ensayo de medición

de resistencia de aislamiento de los bobinados, se debe registrar la temperatura y referenciarla a 20°C.

Las mediciones a realizar son tres: entre núcleo y tierra, núcleo y grampa y entre grampa y tierra.

El instrumento para realizar la medición es un megóhmetro.

Interpretación

Ver las recomendaciones de la siguiente tabla.

Tipo de equipo	Resistencia de aislamiento del núcleo (MΩ)	Condición de aislamiento
Nuevo	>500	Consultar al fabricante para definir acción para valores menores a 500 MΩ
	>100	Normal
En servicio	10 a 100	Indicativo de deterioro en la aislamiento
	<10	Tiene que investigarse

Tabla 2.9-Valores típicos de resistencia de aislamiento para varias condiciones de aislamiento del núcleo.

Fuente: traducción de IEEE C57.152-2013 “IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors

También es recomendable comparar los valores medidos con ensayos previos para analizar la evolución de la resistencia del aislamiento del núcleo. Un decrecimiento abrupto de la misma puede ser un indicador de contaminación o deterioro del sistema aislante del núcleo.

2.7.10 Análisis de respuesta de frecuencia

Generalidades

El Análisis de Respuesta de Frecuencia (FRA: Frequency Response Analysis) es una técnica de diagnóstico para detectar cambios geométricos relacionados con las características internas del transformador. Si bien la función principal es la de detectar fallas mecánicas, también es utilizada para establecer la condición de fallas de origen eléctrico.

El ensayo FRA produce una función de transferencia de los elementos resistivo, capacitivo e inductivos que representan la geometría mecánica del transformador. La prueba consiste en aplicar una señal en los terminales de entrada y medir la señal obtenida a la salida. La función de transferencia resultante será la que caracterice al transformador. Esta función se grafica en un diagrama de Bode.

Existen dos técnicas para ejecutar un FRA:

IFRA (Impulse Frequency Response Analysis): se basa en aplicar una tensión de impulso de baja tensión en un terminal de entrada y medir el pulso en el terminal de salida. La respuesta en frecuencia se obtiene realizando una transformada de Fourier, convirtiendo las señales en el dominio de la frecuencia y obteniendo la función de transferencia buscada.

SFRA (Sweep Frequency Response Analysis): consiste en aplicar una tensión sinusoidal de amplitud fija y en un rango de frecuencia entre 20 Hz y 2 MHz. Al medir la relación entre las señales de entrada y salida se obtiene la función de transferencia buscada.

La SFRA es la técnica más utilizada debido a buena relación señal/ruido, alta repetitividad y resolución fina en bajas frecuencias.

Un ensayo de FRA, según la configuración de las puntas de prueba, es equivalente a cuatro ensayos distintos: corriente de excitación, relación de transformación, reactancia de dispersión y capacitancia y tangente delta. Para más detalles ver la norma IEEE C57.149.

Metodología

La prueba consiste en aplicar una señal de tensión en un terminal y medir la señal aplicada y la respuesta obtenida en el otro terminal, por lo que se utilizarán tres cables coaxiales para realizar el ensayo. Generalmente el cable utilizado para aplicar la excitación y el utilizado para medirla van juntos.

Para su correcta realización, es necesario, en primer lugar, utilizar cables cuya impedancia sea conocida y constante. A su vez, la longitud de los tres cables coaxiales utilizados debe ser similar, y en lo posible menor a 30m. Las conexiones deben realizarse directamente a los terminales de los aisladores pasatapas.

La conexión se puede realizar con una pinza o con una prensa, en la cual se conectan los cables coaxiales, y un conector utilizado para conectar a tierra la malla de los cables coaxiales. La conexión de las pinzas o prensas debe ser firme, ya que una impedancia de contacto afectará a la medición. La conexión a tierra se realiza en la base de los aisladores, y es muy importante que se haga siempre de la forma más corta posible.



Figura 2.13-Esquema de conexión para ensayo FRA.

Fuente: Manual de Analizador Respuesta de Frecuencia de Barrido-Marca Megger FRAX 150

Interpretación

Una vez realizados los ensayos y obtenida la función de transferencia de cada devanado estos pueden analizarse de acuerdo a tres criterios. El primero y más confiable. Es comparar los resultados obtenidos con mediciones anteriores. Este tipo de análisis permite detectar modificaciones y deterioros en el transformador con respecto a una condición previa. El segundo método, si no se cuenta con ensayos previos de ese transformador, es compararlo con equipos gemelos, es decir de idéntico diseño, fabricante y tiempo en operación. Como tercer y última opción, se puede hacer una comparación por simetría constructiva. Las respuestas de las dos fases externas deben ser idénticas entre sí.

El análisis de las funciones de transferencia consiste en comparar visualmente las curvas obtenidas (diagramas de Bode). La curva de respuesta en frecuencia puede dividirse en cuatro bandas cada una de las cuales está asociada a la influencia de las distintas partes del transformador.

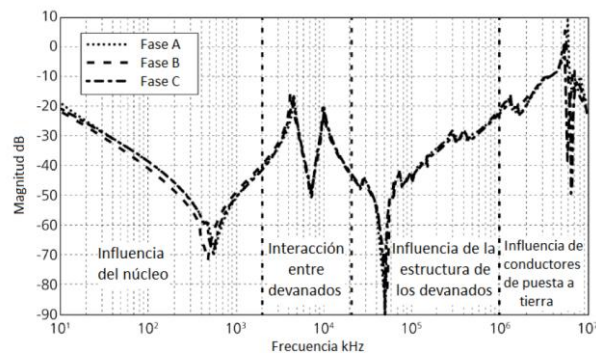


Figura 2.14-Bandas de respuesta en frecuencia.

Fuente: IEEE C57.149-2012 Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers

3. CAPÍTULO III: MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO DE TRANSFORMADOR

3.1 Introducción

En este capítulo detallaré una actividad de mantenimiento preventivo que puede presenciarse. En primer lugar, deseo agradecer al Ingeniero Víctor Molina por permitirme presenciarse dicha práctica y gustosamente compartir los informes de los análisis efectuados al transformador. También deseo hacer extensivo mi agradecimiento al personal de mantenimiento de EPEN por compartir sus conocimientos en el área.

Previo a eso defino las actividades de mantenimiento preventivo y predictivo de un transformador y la frecuencia con las que podrían realizarse

3.2 Definiciones

MANTENIMIENTO PREVENTIVO: *acciones para mejorar la condición;* conjunto de actividades (inspecciones, pruebas, ajustes, reparaciones, toma de muestras, etc.) regularmente programadas y aplicadas a los equipos de una instalación determinada, con el objeto de minimizar su degradación o pérdida de vida útil.

MANTENIMIENTO PREDICTIVO: *acciones para evaluar la condición;* técnica de monitoreo regular (más seguido que en el mantenimiento preventivo) los parámetros clave de un equipo en operación con la finalidad de detectar y /o corregir a tiempo un problema potencial antes de que se produzca la falla del equipo. Como ejemplo podemos citar los sistemas de medición *on-line*, es decir en tiempo real y con el equipo energizado, de analizadores de gases y los medidores de tangente delta de los aisladores pasatapas. Además de la toma diaria y simultánea de temperatura y de carga que está tomando el transformador.

MANTENIMIENTO CORRECTIVO: *acciones para que el equipo vuelva a funcionar;* se lleva a cabo inmediatamente después que ocurre la falla. Las acciones de mantenimiento correctivo pueden estar planificadas o no.

MANTENIMIENTO PROACTIVO: *análisis raíz de una falla para controlarla o eliminarla;* utiliza los datos de diagnósticos desde el mantenimiento predictivo. El desarrollo de este tipo de mantenimiento busca aumentar la vida útil de los equipos.

3.3 Monitoreo

En los primeros cinco años de vida del equipo, las tareas de mantenimiento no deberían tener impacto en la disponibilidad del mismo, excepto tal vez por la necesidad de una revisión del cambiador de tomas si la cantidad de operaciones lo amerita. Sin embargo, es esencial asegurarnos

que el transformador está funcionando correctamente, particularmente tomando muestras regulares de gases disueltos en el aceite.

Recordando que un equipo tiene altas probabilidades falla luego de su puesta en marcha (curva de la bañera), se recomienda tomar las muestras inmediatamente antes y después del comisionado y luego en forma semanal hasta tener una certeza de que el equipo opera correctamente. Posteriormente, los plazos de toma de muestra de gases disueltos se pueden extender gradualmente hasta alcanzar lo dispuesto en el cronograma de mantenimiento.

El organismo CIGRE compartió una encuesta en el documento CIGRE-A234 en la cual propietarios de transformadores indicaron que prácticas de mantenimiento seguían. Es interesante la información que se extrae de la misma ya que expone las prácticas en la vida real y bajo diversos condicionantes. Comparto la siguiente tabla a modo orientativo para que sirva a quien tenga que definir un cronograma de mantenimiento. Se adjunta las condiciones que definen un programa de mantenimiento ligero, regular e intensivo.

Acción	Intervalo de la tarea			Observaciones
	Ligera	Regular	Intensivo	
Inspección	6 meses	1 mes	1 día	En servicio
Inspección visual detallada	1 año	3 meses	2 semanas	En servicio
Análisis de gases disueltos	2 años	1 año	3 meses	El intervalo de la tarea puede diferir con monitoreo
Análisis al aceite	6 años	2 años	1 año	
Limpieza de sistema de enfriamiento	Condicionado	Condicionado	Cualquier intervalo	Puede requerirse salida de servicio
Verificación de accesorios	12 años o condicionado	6-8 años	1-2 años	Salida de servicio requerida
Ensayos eléctricos básicos	Condicionado	Condicionado	Cualquier intervalo	Salida de servicio requerida
Ensayos de aislación (factor de disipación y de potencia)	Condicionado	6-8 años	2-4 años	Salida de servicio requerida
Inspección interna del cambiador de tomas bajo carga	12 años	6-8 años	4 año	Depende de operaciones, tecnología y recomendaciones del

				fabricante
--	--	--	--	------------

Tabla 3.1-Intervalos de mantenimiento típicos.

Fuente: Traducción de la respectiva tabla de Guide for transformer maintenance-CIGRE-A234

Los tres niveles de intervalos de mantenimiento se definen como:

- Ligero: -Transformador equipado con componentes fácil de conseguir
 -Baja carga y bajo número de operaciones del cambiador de tomas
 -El transformador no opera en un ambiente difícil
 -El equipo tiene una tecnología avanzada que requiere menos mantenimiento
 -Consecuencias mínimas ante una falla inesperada
- Intensivo: -Se sabe que los componentes requieren una atención frecuente
 -Alta carga, alto número de operaciones del cambiador de tomas bajo carga
 -El transformador opera en un ambiente difícil
 -La tecnología del transformador es antigua
 -Graves consecuencias ante una falla inesperada
- Regular: -Cualquier situación intermedia entre las dos anteriores

3.4 Objeto de estudio

El transformador es el TP03 de la Estación Transformadora Gran Neuquén, operada por el E.P.E.N. Ente Provincial de Energía de Neuquén, Argentina. Se trata de un equipo trifásico en baño de aceite mineral de la marca Tadeo Czerweny, 45/45/30 MVA máximo, 132/33/13.2 kV, grupo de conexión Yynd11.



Figura 3.1-Transformador de potencia 132/33/13.2 kV 45 MVA.

Fuente: Autor del proyecto

El transformador se encontraba en servicio desde hacía 9 años (desde el 2008). Sin embargo, el disparo de las alarmas del relé de Buchholz motivo a examinar que fenómenos estaban ocurriendo en su interior. Un transformador se considera sano hasta su primer alarma o disparo de protecciones.

3.5 Cronología

Se observa el crecimiento sostenido de gases disueltos en el aceite.

Se mide la resistencia de los tres arrollamientos.

8/7/2017 Se anula el regulador sin carga del bobinado de 33 kV (RSC) dejándolo en el punto medio.

El transformador queda funcionando en vacío.

12/7/2017 El transformador toma carga en 33 kV. Disminuye la tasa de generación de gases.

3/8/2017 Una falla en un cable subterráneo de la Cooperativa CALF hace circular 4000 A entre LA fase R del bobinado de 33 kV y tierra en dos oportunidades durante 150 milisegundos.

5/8/2017 Actúa la alarma del relé de Buchholz del transformador.

10/8/2017 Se realiza un primer tratamiento de deshidratación con la máquina ETEA de 2500 litros/hora. El transformador queda funcionando en vacío un tiempo y luego toma carga en 33 kV.

16/8/2017 Se realizan ensayos: medición de resistencia de los arrollamientos del transformador y análisis de respuesta en frecuencia (FRA).

25/8/2017 Se detecta un crecimiento en el nivel de los gases. Se envía muestra de aceite al laboratorio.

29/8/2017 Se decide cargar el transformador en 13.2 kV.

7/9/2017 Se realiza un segundo tratamiento al aceite con la máquina ETEA.

28/9/2017 Ante sugerencia del fabricante se realiza medición de resistencia de aislación de núcleo contra tierra. Descarga de capacitor en el núcleo. Se repite medición.

4/10/2017 Se realiza ensayo de resistencia de aislación de arrollamientos.

10/10/2018 Se realiza medición de resistencia de los arrollamientos y de aislación, con resultados satisfactorios.

30/10/2018 Se realiza ensayo de resistencia de aislación al núcleo con resultados satisfactorios.

3.6 Ensayos realizados

Se presentan a continuación algunos de los ensayos realizados al transformador por el personal de mantenimiento de estaciones transformadoras.

3.7 Análisis de gases disueltos

Las muestras fueron tomadas con un cromatógrafo portátil marca: GE Energy modelo: Kelman Transport X. Éstas fueron realizadas siempre por la misma persona, a excepción de la del 14/9/2017.

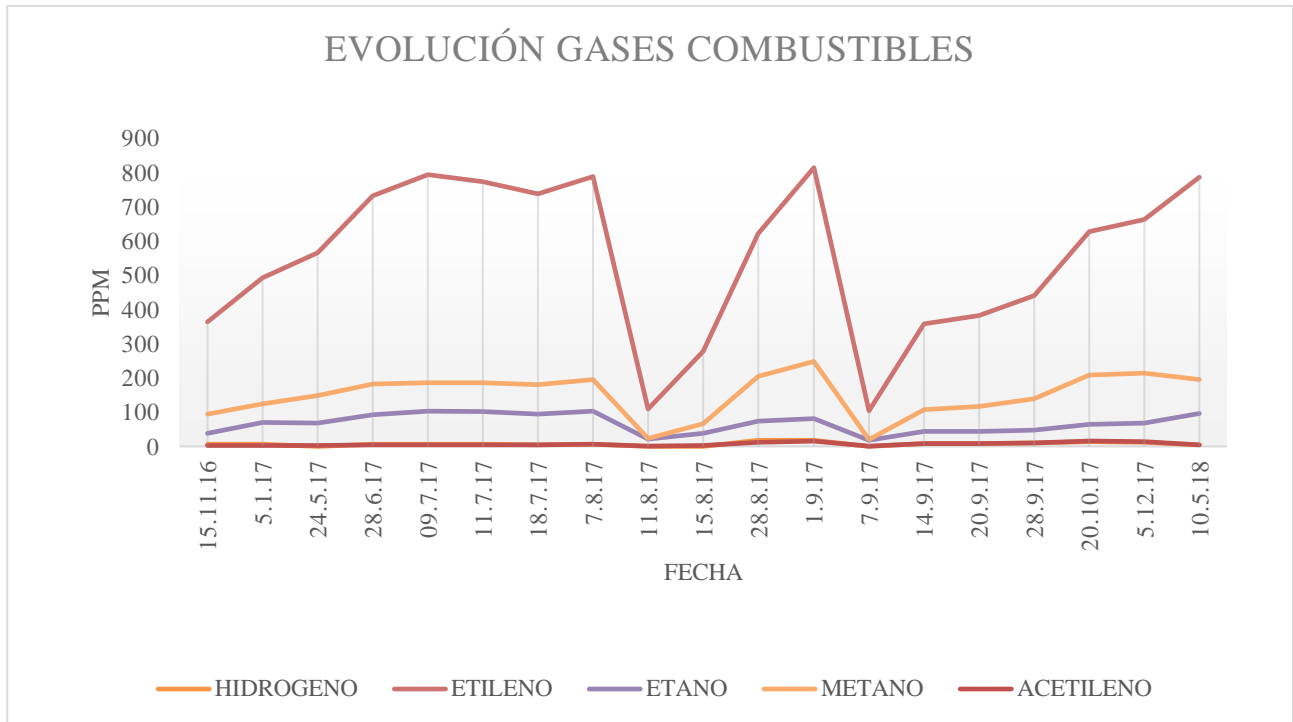


Figura 3.2-Evolución de gases combustibles dentro del transformador.

Fuente: Autor del proyecto

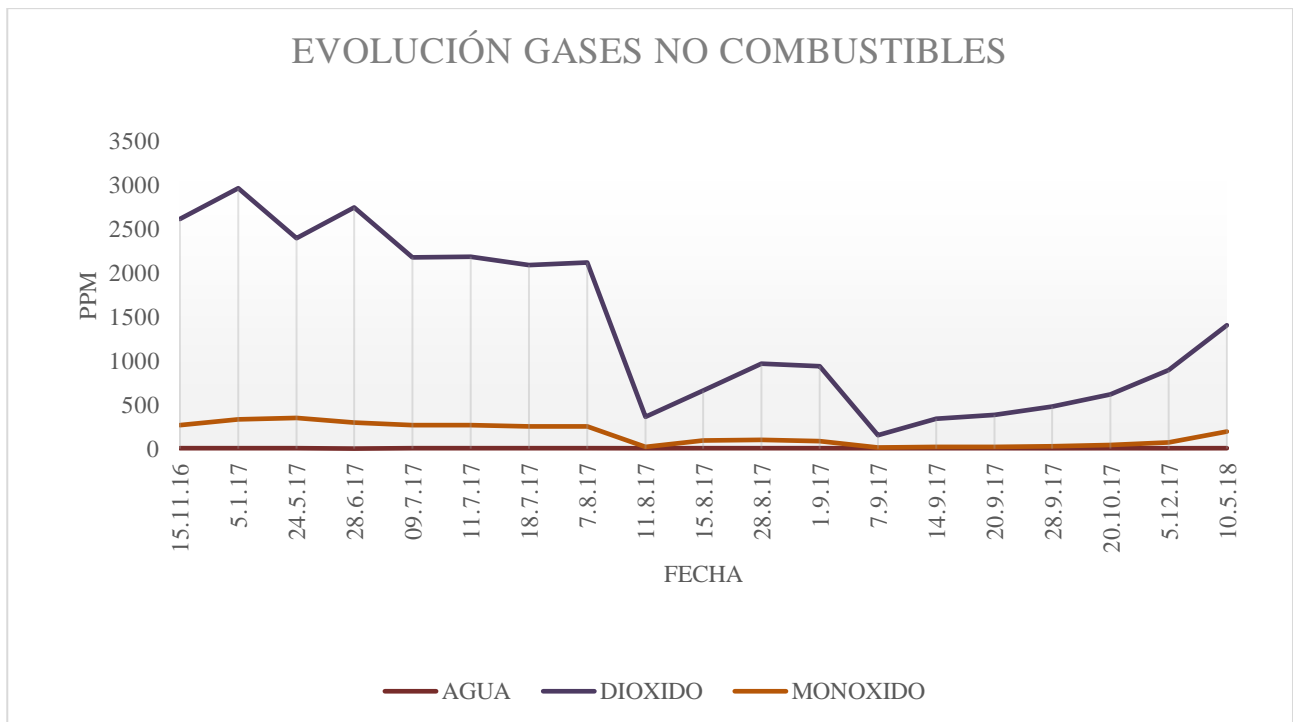


Figura 3.3-Evolución de gases no combustibles dentro del transformador.

Fuente: Autor del proyecto

Como puede observarse se evidenciaba un crecimiento sostenido en la cantidad de gases generados dentro del transformador hasta el día 9/7/2017 momento en el cual se decide anular el regulador sin

carga en el arrollamiento de 33 kV. Esta decisión se tomó respaldada por ensayos eléctricos realizados al transformador como la medición de resistencia de arrollamientos (ver siguiente sección).

Del análisis de gases disueltos surge el diagnóstico de una posible falla de sobrecalentamiento en el aceite, falla tipo T3 >300 °C como bien lo demuestra el análisis de estos datos bajo el Método del pentágono 1 y 2 de Duval.

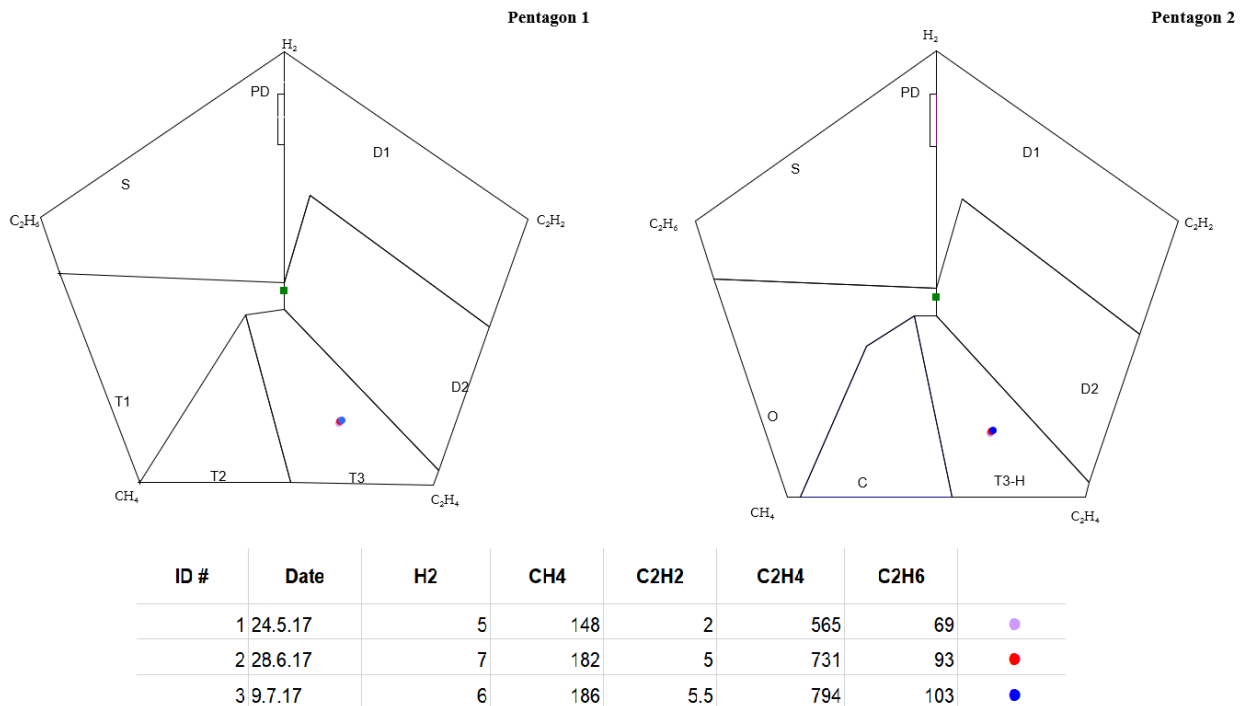


Figura 3.4-Método de los pentágonos de Duval.

Acusan falla tipo T3 en aceite (temperatura >300° C). Fuente: Autor del proyecto

Luego de esta acción correctiva, los niveles de generación de gases comenzaron a disminuir hasta el 3/8/2017 momento en que el transformador alimentó una falla a tierra en la salida de 33 kV.

3.8 Desgasificado y deshidratado del aceite dieléctrico

El análisis de los gases disueltos en el aceite reveló contenido de humedad y por supuesto gases. Por lo tanto, se realizó un tratamiento con un equipo purificador ETEA FC 2500 AVRT, el cual tiene como función eliminar los gases y el agua disueltos en el aceite, además de un cierto filtrado. Funciona con una bomba de vacío, resistencias calefactoras (calientan el aceite a no más de 65 °C) y filtros de partículas. Dado que la máquina tiene una capacidad de filtrado de 2500 litros/hora el proceso tomó aproximadamente 24 horas.

Se realizaron dos tratamientos al aceite con fechas 10/8/2017 y 7/9/2017. De las muestras de aceite tomadas posteriores a cada tratamiento, se puede observar la reducción de gases disueltos en el aceite (ver figuras 3.2 y 3.3).



Figura 3.5-Equipo purificador de aceite de hasta 2500 litros/ hora marca ETEA.

Fuente: Autor del proyecto

3.9 Medición de resistencia de arrollamientos

Se midió la resistencia de los tres arrollamientos del transformador en cada uno de los puntos del cambiador de tomas, tanto del RBC y del RSC.

El equipo utilizado es el que se muestra en la siguiente figura.



Figura 3.6-Equipo Vanguard Instruments & Co. modelo TRM-40 para medición de resistencia de arrollamientos.

Fuente: Autor del proyecto

El criterio para analizar esta medición, como ya se ha detallado en el capítulo II, es comparar las mediciones entre fases y contra los ensayos realizados en fábrica. Se realiza la corrección por temperatura a 75 °C para contrastar con los ensayos en fábrica.

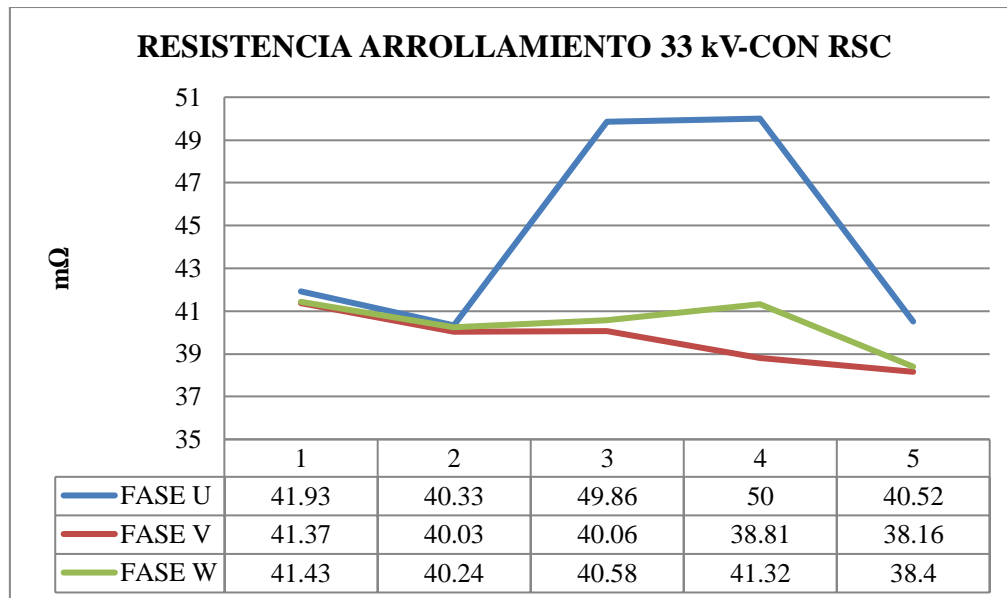


Figura 3.7-Medición resistencia de arrollamiento de 33 kV, previo al decubaje.

Fuente: Autor del proyecto

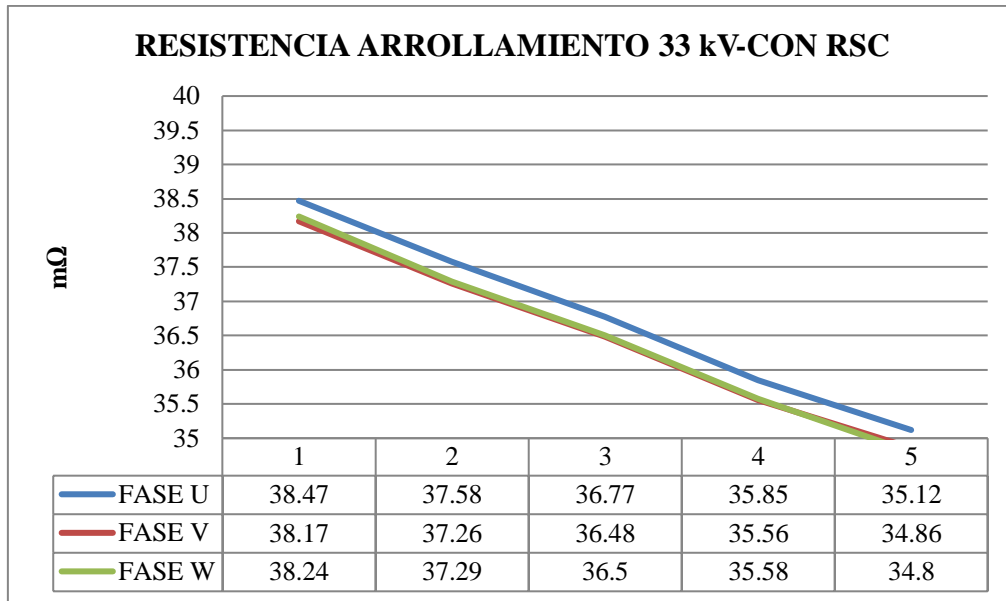


Figura 3.8-Medición resistencia de arrollamiento de 33 kV, ensayo de fábrica.

Fuente: Autor del proyecto

Como podemos ver, los valores de resistencia en los puntos 3 y 4 de la fase U del arrollamiento de 33 kV, difieren en más del 5% de los valores de las otras fases. Recordemos que la norma establece una diferencia límite del 5%. Esto es un indicador de posibles conectores flojos o falsos contactos en ese punto del RSC.

Se decidió decubar al transformador y tras analizar el RSC se pudo comprobar lo que sugería el ensayo: existían falsos contactos en esos puntos del RSC que generaban calor y gases.



Figura 3.9-Vista del regulador sin carga. Arrollamiento de 33 kV.

Fuente: Gentileza EPEN



Figura 3.10-Contacto móvil de RSC. Se observan vestigios de arcos eléctricos.

Fuente: Gentileza EPEN

Una mala calidad en las superficies de contacto conlleva la circulación de corrientes anormales en los puntos del RSC. Esto crea área de alta densidad de corriente y de alta resistencia de contacto. Se procedió a anular el RSC y se dejó funcionando en el punto medio.

3.10 Medición de resistencia de aislación

Se decidió verificar el estado de la aislación sólida del transformador. Se midieron resistencia de aislación entre los arrollamientos y entre ellos a tierra. También se midió la aislación del núcleo respecto a tierra. Se poseen los ensayos de fábrica para contrastar.

Equipo de medición de resistencia de aislación:

Megger - MIT1525

N° de serie: 101651787

N° certificado: S02444

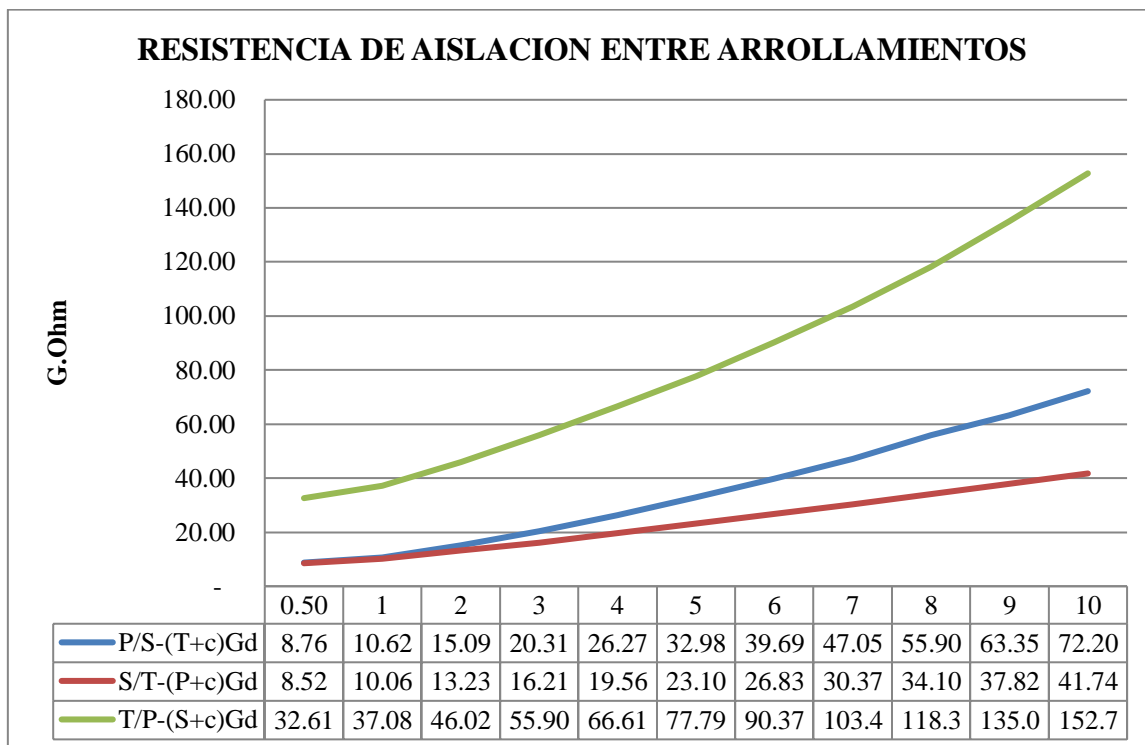


Figura 3.11-Medición resistencia de aislación entre arrollamientos.

Fuente: Autor del proyecto

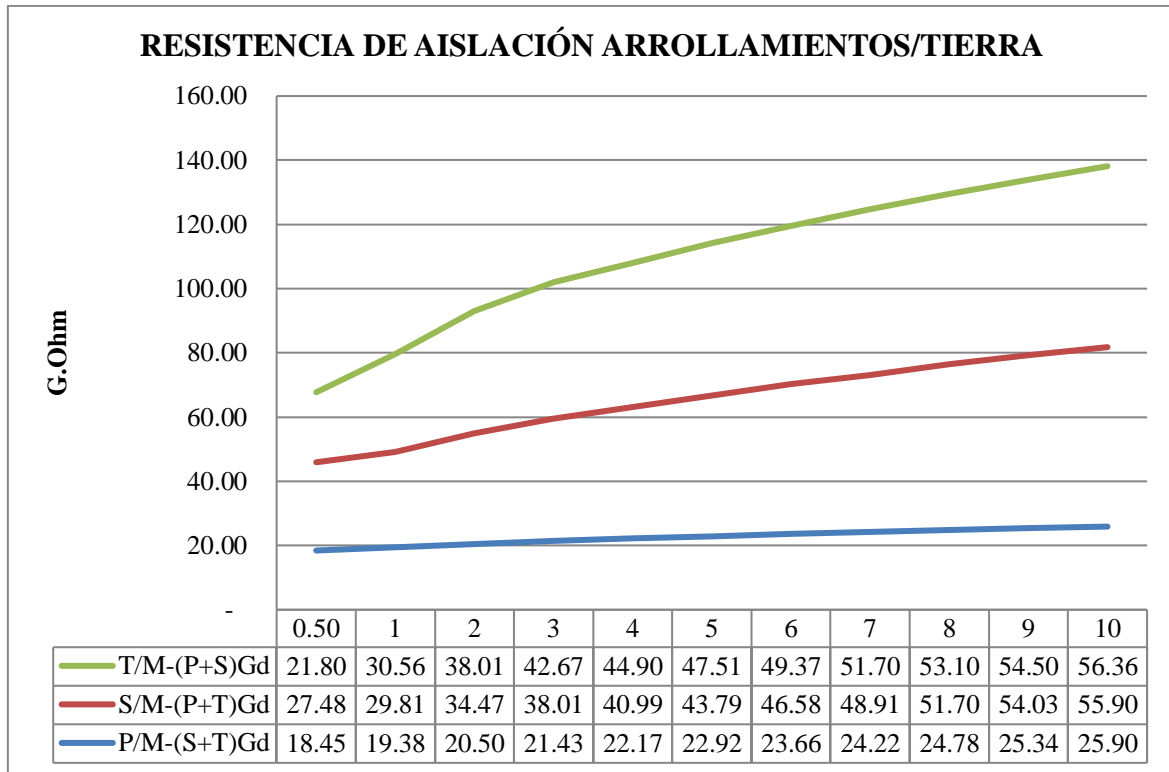


Figura 3.12-Medición resistencia de aislación entre arrollamientos y tierra.

Fuente: Autor del proyecto

Como se puede observar los valores de aislación entre arrollamientos y entre arrollamientos a tierra son correctos, ya que se encuentran por encima de los valores mínimos expresados en el punto 2.7.5 y en la Tabla 2.9.

Especial atención demandó el ensayo de aislación del núcleo respecto a tierra. Al realizarlo se obtuvo una medición con excesiva variación durante los 10 minutos que dura el ensayo.

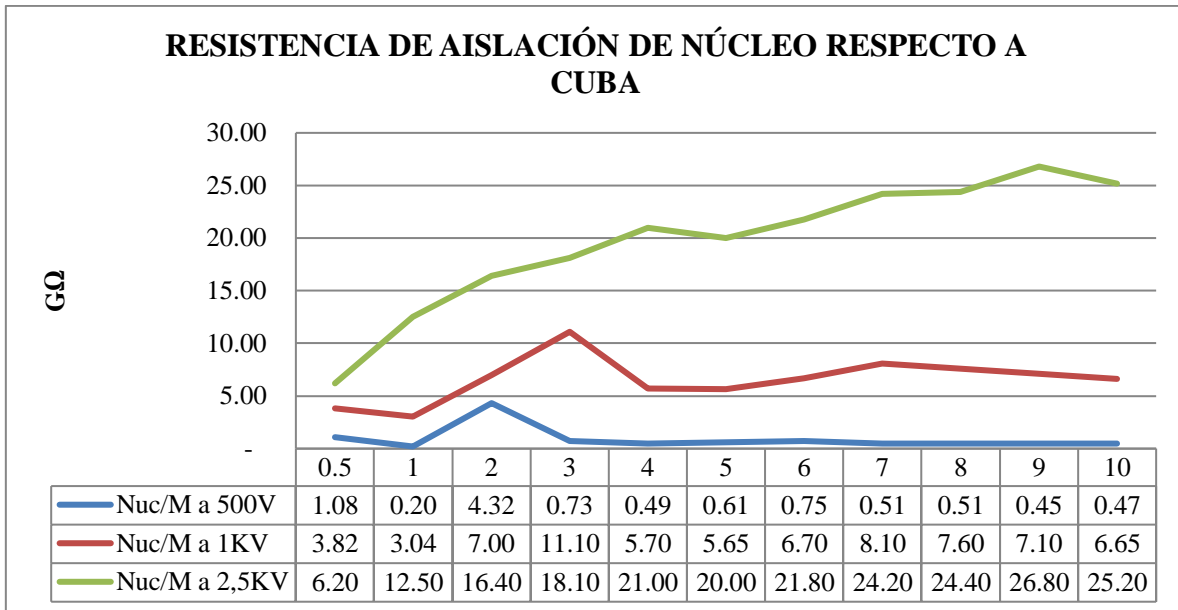


Figura 3.13-Medición resistencia de aislación entre núcleo y cuba a tres niveles de tensión.

Fuente: Autor del proyecto

Se consultó con el fabricante acerca de esta condición y respondió que podría ser por causa de formación de lodo en el núcleo del transformador. Lo ideal sería realizar un filtrado al aceite a base de tierra Fuller y un lavado al núcleo, con aceite caliente, para desprender toda partícula adherida a él. Para ello sería necesario desencubar nuevamente al transformador, situación no factible. Por ello el fabricante propuso realizar una serie de descargas eléctricas entre núcleo y cuba a través de un capacitor para limpiar el núcleo. La teoría detrás de esto, es que al aplicar un campo eléctrico entre la cuba y el núcleo, las partículas polares del lodo se desprenderían del núcleo y terminarían decantando en el fondo de la cuba.



Figura 3.14-Capacitor utilizado para limpieza del núcleo.

Fuente: Gentileza EPEN

La tarea se realizó el 28/9/2017. Tras desenergizar el transformador se midió la resistencia de aislación del núcleo respecto a tierra para determinar las condiciones iniciales. Luego con el mismo megóhmetro se procedió a cargar el capacitor con 5 kV.

Se realizaron 3 descargas y los resultados son los siguientes:

MEDICION DE AISLACION DEL NUCLEO RESPECTO A LA CUBA DEL TP CON 500V			
	Resistencia de aislación al 1º minuto	Resistencia de aislación media máxima	Observaciones
Previo a la primera descarga	446 MΩ	2GΩ	Excesiva oscilación
Posterior 1º descarga	1.02 GΩ	4 GΩ	Menor oscilación
Posterior 2ª descarga	1 GΩ	1.35 GΩ	Poca oscilación
Posterior 3ª descarga	482 MΩ	900 MΩ	Poca oscilación

Tabla 3.2-Resultados medición de resistencia de aislación de núcleo a cuba.

Fuente: Autor del proyecto

Como puede observarse la resistencia de aislación entre núcleo y cuba es prácticamente la misma que al inicio. Los valores finales son aceptables, están dentro de lo permitido y se rescata que disminuyó la oscilación durante el ensayo de resistencia de aislación; por lo cual se deduce que se cumplió el cometido de la prueba: limpiar parcialmente el núcleo de las partículas. Según puede verse en las gráficas de evolución de gases disueltos en el aceite, luego de realizada esta prueba la velocidad de generación de gases disminuyó notablemente respecto a periodos posteriores al filtrado del aceite.

3.11 Conclusiones y recomendaciones

En este capítulo expuse los ensayos y procedimientos que se aplicaron a partir de una alarma por relé de Buchholz del transformador TP03. Un transformador se presume sano hasta su primera alarma o salida de servicio.

El presenciar algunos de estos ensayos y las decisiones tomadas en función de los mismos me permitió percibir otra realidad respecto a las tareas de mantenimiento. Tanto la información aquí volcada, como las normas y recomendaciones de los fabricantes están fundamentadas en situaciones predecibles y hasta, en cierto punto, controlables. En la vida real entran en juego variables como las multas por la no disponibilidad del equipo, la imposibilidad de sacarlo de servicio por no contar con una máquina de respaldo o el hecho de no poseer los equipos o los conocimientos para realizar los

ensayos. Y es aquí donde el ingeniero o encargado de mantenimiento tiene la difícil tarea de tomar decisiones. Decisiones que tienen un impacto económico sea cual sea el camino a tomar.

Solo la experiencia, sumada a los conocimientos teóricos le permite al profesional tomar decisiones acertadas que satisfagan la mayor cantidad posible de condicionantes.

Dicho esto, presento a continuación algunas observaciones a las decisiones tomadas ante la falla del equipo. Repito, son observaciones desde el punto de vista teórico, sin estar sujetas a condicionantes del tipo económico o de equipamiento.

3.11.1 Observaciones

- Se decubó y se anuló el regulador sin carga (RSC) en 33 kV. Dado lo que implica sacar de servicio el equipo y decubarlo, era una buena oportunidad para reparar el RSC y dejarlo operativo.
- Se le realizó un ensayo de análisis de respuesta en frecuencia (FRA), que tal como se mostró en el capítulo II permite tomar una “huella digital” del transformador y determinar por comparación si existen cortocircuitos entre espiras, desplazamientos de los arrollamientos, etc. Sin embargo, la interpretación de los resultados no pudo realizarse por el personal de mantenimiento.

Considero que el FRA es una herramienta muy poderosa para detectar alteraciones de las condiciones geométricas del transformador y tanto más lo es contar con un equipo para realizar los ensayos. Pero no se puede aprovechar al máximo sus bondades si no se recibe una capacitación adecuada para la ejecución del ensayo y la interpretación de los resultados. Se tienen dos opciones: capacitar al personal o tercerizar el servicio. Una alternativa al FRA, muy utilizada por personal de mantenimiento de transformadores, es el ensayo de corriente de excitación I_0 cuyas propiedades ya se mencionaron en el capítulo II.

- El transformador cuenta con un analizador de gases: el Hydran M2. Pero sus lecturas no son tomadas en cuenta por el personal, ya que indican que son defectuosas. Este instrumento mide la tendencia de generación de gases, por ello de funcionar correctamente, permitiría detectar la aparición de una falla, sin esperar que la próxima toma de muestra de gases indique que es muy tarde.
- Se efectuaron dos tratamientos al aceite con la máquina ETEA, lo cual está bien ya que desgasifica y deshidrata al aceite. Sin embargo, este tratamiento no elimina una falla, sino que reestablece temporalmente las condiciones del aceite, con la desventaja de perder el

historial de gases disueltos. Al no solucionarse de raíz la falla, tuvieron que realizarse dos tratamientos con solo un mes de diferencia.

- El fabricante, recomendó ingeniosamente el ensayo de las descargas de capacitores en el núcleo. Fue una buena idea ya que evitaba decubar nuevamente al transformador y limpiar al núcleo. La contaminación probablemente decantó en el fondo de la cuba, pero sigue dentro del equipo. Complementariamente a esta solución, se tendría que haber utilizado una máquina de regeneración de aceite con tierra Fuller. Esta máquina permite regenerar el aceite sin decubar el transformador. Incluso, si se decidía decubar, se podría limpiar el núcleo con un chorro de aceite caliente para desprender cualquier tipo de contaminante y luego regenerar, deshidratar y desgasificar.

Parámetro	Método de ensayo	Antes de regeneración	Después de regeneración
Apariencia	Se determina visualmente con la luz visible y temperatura del ambiente, a grosor 100mm	Líquido turbio de color marrón	Líquido transparente sin lodo ni partículas suspendidas
Número ácido, mg KOH/g	IEC 296; ASTM D-664	0.63	0.01
Azufre corrosivo	ISO 5662; ASTM D-1275	Presente	Ausente
Tensión disruptiva, kV	IEC 156; ASTM D-1816	11	70
Tangente de pérdidas dieléctricas a 90°C	IEC 247; ASTM D-924	4.0	0.001
Tensión superficial, N/m, a 25°C	ISO 6295; ASTM D-2285	22	45
Tamaño de contaminaciones mecánicas, micron		50	5
Estabilidad antioxidante: número ácido, mg KOH/g	IEC 1125A; IEC 1125B; IP-307	---	0.2

Tabla 3.3-Parámetros de aceite antes y después de su regeneración

Fuente: Especificaciones máquina de regeneración de aceite dieléctrico con reactivación de tierra Fuller CMM2P. Marca: Globecore GmbH



Figura 3.15-Apariencia del aceite antes y después de su regeneración.

Fuente: Especificaciones máquina de regeneración de aceite dieléctrico con reactivación de tierra Fuller



- De los registros de ensayos proporcionados por personal de EPEN se deduce que los mismos se realizan en forma anual. En mi opinión, una máquina con este historial de alarmas y salidas de servicio amerita un seguimiento semestral. Más aún cuando no se tiene claro si la falla se solucionó o permanece latente.

4 CAPÍTULO IV: CONCLUSIONES

4.1 Conclusiones de los ensayos

Respecto a los ensayos realizados por el personal de E.P.E.N., el objetivo era determinar la causa de la generación de gases en el transformador para luego tomar acciones correctivas. A este respecto se puede decir que los objetivos se alcanzaron en forma parcial ya que se descubrió el problema del falso contacto en el regulador sin carga (RSC) y se brindó una solución rápida que permitió poner nuevamente en servicio al transformador. Fueron muy útiles en el diagnóstico, la medición de resistencia de bobinados y el análisis de gases disueltos.

Sin embargo, no se logró esclarecer del todo la razón de la presencia de los gases ya que luego de la intervención sobre el RSC el problema persistía.

Pude observar la importancia de capacitar bien al personal para que sepa ejecutar los ensayos e interpretar los resultados; o en caso de ser inviable, tercerizar el ensayo con empresas especializadas.

4.2 Conclusiones del trabajo

La realización de este trabajo me permitió comprender la importancia que tiene el transformador de potencia como activo dentro de una empresa del sector energético. Dado su costo, es imperativo contar con un plan de mantenimiento acorde a las condiciones de operación del mismo para prolongar o mantener su vida útil. Que todo exceso en su operación que cometamos hoy, tendrá consecuencias inmediatas o futuras, pero las tendrá. Que hay que contar con buenos registros de eventos, ya que son la clave para poder explicar el estado actual del equipo.

A lo largo de la redacción de este trabajo, descubrí que las acciones para prolongar la vida útil de un transformador comienzan desde la etapa de diseño.

También percibí la importancia de las normas para determinar parámetros que nos ayudarán a tomar decisiones.

4.3 Conclusiones personales

Lo presenciado me permitió concluir que en la vida real no siempre tendremos las condiciones necesarias para poder ejecutar a plenitud los ensayos deseados y por ello cobra especial importancia el monitoreo continuo de las variables del transformador. Que tenemos que estar preparados para situaciones que no esperamos para poder dar una respuesta acorde.

Disfrute mucho poder presenciar estos ensayos, ya que era la primera vez que podía ver de cerca uno de estos equipos en funcionamiento. Por otro lado, la recopilación de información y posterior redacción del trabajo fue lo más laborioso.

Pude aprender varias cosas al realizar este trabajo y no sólo acerca de transformadores. Primero que al iniciar cualquier tarea compleja es probable que no sepamos que dirección tomar, nos desanimemos y terminemos procrastinando las cosas. Eso es un error. Hay que romper con la inercia que implica hacer algo nuevo y desafiante, por ello lo importante es empezar. Luego con el tiempo nos iremos acercando a la dirección correcta.

También aprendí la importancia de consultar con las personas que saben y poder aprovechar su disposición de compartir sus conocimientos.

Aprendí que esforzarme tiene su recompensa. Por lo tanto la elaboración de este trabajo no solo me permitió dar un cierre a una etapa de mi vida, sino que me permitió aprender valiosas lecciones que me servirán en mi vida profesional y personal.

5 ANEXOS

5.1 Núcleo

Chapa de acero eléctrico laminada en frío.

Para mejorar el desempeño del transformador de potencia, el núcleo se fabrica con materiales y procedimientos especiales.

Por el lado de los materiales se utiliza acero del tipo eléctrico, es decir acero con un porcentaje del 3% de Silicio para mejorar las propiedades magnéticas del mismo. El agregado de silicio tiene la finalidad de reducir las pérdidas por histéresis y de aumentar la resistencia eléctrica del acero. Con esto se logra, disminuir las pérdidas por corrientes parásitas. Además, el silicio estabiliza al acero en el sentido de prácticamente evitarle el envejecimiento.

Por el lado de los procedimientos, el laminado del acero se realiza en frío, es decir el espesor final de la chapa se obtiene al través de la aplicación de presión por medio de rodillos a temperatura ambiente. Realizando a la chapa el laminado en frío se aprovecha otra característica del silicio. El acero con silicio cristaliza en un sistema regular centrado. Esta cristalización ofrece una anisotropía magnética, es decir las propiedades magnéticas del cristal no son iguales en todas las direcciones; existe una dirección predominante. Con este tratamiento los cristales tienden a orientarse otorgando una dirección preferencial al campo magnético, permitiendo elevar la densidad del flujo magnético en un 30%. A la chapa a la cual se le aplica este laminado se la denomina también de *grano orientado*.

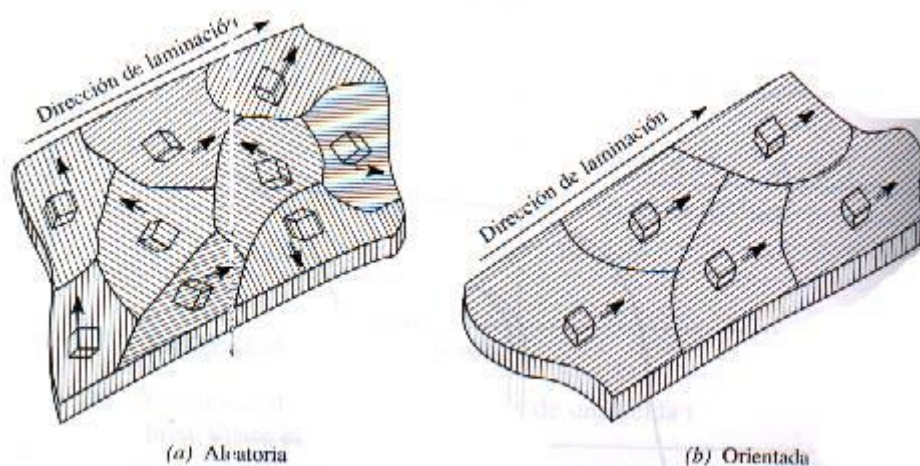


Figura 5.1-Chapa laminada en frío de grano orientado. Se observa una dirección preferencial de la permeabilidad magnética.

Fuente: Introducción a la Ciencia de Materiales para Ingenieros (James F. Shackelford, cuarta edición).

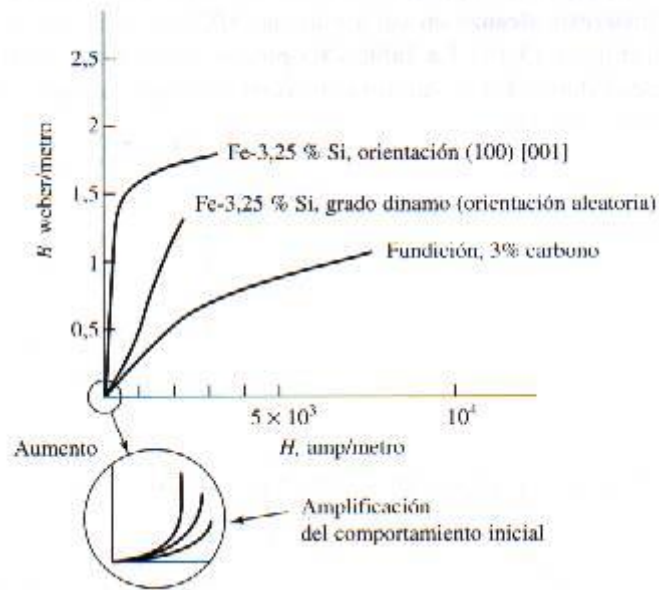


Figura 5.2-Corrientes de excitación necesarias para laminado en frío.

Fuente: Introducción a la Ciencia de Materiales para Ingenieros (James F. Shackelford, cuarta edición).

Corte de la chapa

Se puede maximizar la eficiencia del núcleo del transformador a la hora de diseñar el mismo. Una primera aproximación es realizar los cortes de las chapas con ángulos de 45° como se puede observar en la figura 4.4.a. Esta disposición se denomina *a tope* y aprovecha las ventajas del grano orientado al estar el flujo en dirección longitudinal respecto del laminado. Una mejora es cambiar la disposición *al solape* (“*step lap*”). De esta manera se consigue una unión entre chapas más rígida y con un menor *gap* o entrehierro, reduciendo así también las pérdidas (figuras 4.4.b y c) Por supuesto las chapas adyacentes no son del mismo tamaño.

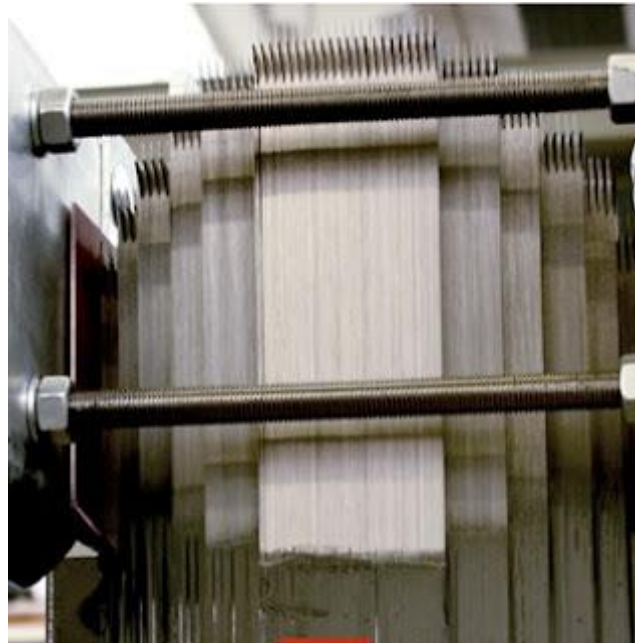


Figura 5.3-Solape múltiple Step Lap y bulones de apriete del núcleo.

Fuente: Página web IMSE

Finalmente, la sección del núcleo es de suma importancia. Los arrollamientos deben estar conformados por bobinas de forma circular, para poder presentar mayor resistencia a los esfuerzos electrodinámicos producidos por las corrientes que los recorren. Entonces, si los arrollamientos son de forma circular, se esperaría que la sección del núcleo sea circular, para generar la menor cantidad de entrehierro y de perdidas posible. Esto resulta inconveniente desde el punto de vista de corte de las chapas (distintos anchos) y de la confección del núcleo. En transformadores de baja potencia, se utiliza la solución más simple a base de núcleos de sección cuadrada. En los transformadores de mayor potencia, para un mejor aprovechamiento se recurre a núcleos con una forma aproximada a la circular (figura 4.4.d). Con el fin de disipar el calor producido en la masa del núcleo (pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas) los núcleos grandes no se proyectan macizos, intercalándose canales de refrigeración (figura 4.4.e)

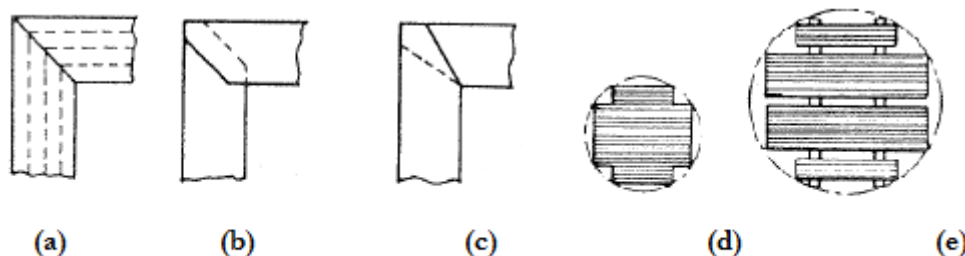


Figura 5.4-Corte de las chapas del núcleo y sección del mismo.

Fuente: Transformadores de Potencia de Medida y de Protección (7ª Edición) Enrique Ras

5.2 Devanados

Disposiciones de los devanados.

- Bobinados tipo “CILINDRICO” de 1 capa.

Se utilizan para arrollamientos de “Baja Tensión” y “Terciarios” para intensidades bajas y medias, así como para algunos tipos de “Regulación”. Las espiras se disponen unas sobre otras, y pueden estar formadas por uno o varios conductores. El caso de arrollamientos de regulación todos los escalones (dispuestos unos sobre otros) se bobinan conjuntamente. Tienen una buena resistencia mecánica, pero que al carecer de separadores entre las espiras presentan una escasa refrigeración.



Figura 5.5-Bobinado cilíndrico de 1 capa.

Fuente: Curso de Transformadores ABB

- Bobinados tipo “CILINDRICO” de 2 capas

Se usan para arrollamientos de “Baja Tensión” y muy fuertes intensidades. Cada capa está formada por varios conductores en paralelo dispuestos axialmente; cada capa se bobina en un sentido, y al pasar de una capa a otra es preciso transponer los conductores. El principio y final del bobinado queda siempre en la parte superior del arrollamiento.

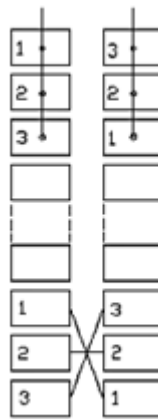


Figura 5.6-Bobinado cilíndrico de 2 capas.

Fuente: Curso de Transformadores ABB

- Bobinados tipo “CILINDRICO” multicapa.

Se utilizan para arrollamientos de Alta Tensión. Son bobinados con alta resistencia mecánica, entre capas llevan separadores y varios estratos de papel para subdividir el espacio entre capas y obtener tanto un buen aislamiento como una eficaz refrigeración.

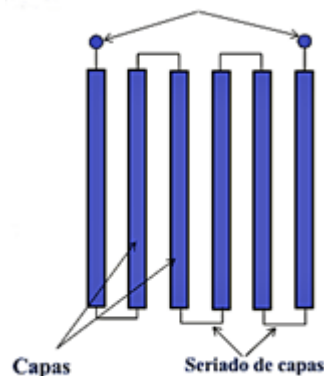


Figura 5.7-Bobinado cilíndrico multicapa.

Fuente: Curso de Transformadores ABB

- Bobinados tipo “HÉLICE”

Se utilizan en arrollamientos de baja tensión y grandes intensidades. Pueden fabricarse con uno o dos mazos de conductores y disponen de separadores entre espiras y mazos. Para muy altas intensidades se fabrican con dos “hélices”, el paso de una hélice a otra se realiza en la parte inferior del bobinado.

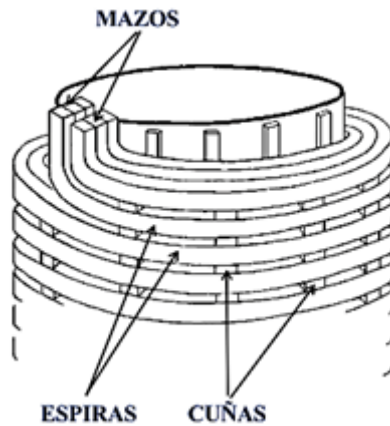


Figura 5.8-Bobinado tipo hélice.

Fuente: Curso de Transformadores ABB

- Bobinados de “DISCO” tipo “CONTINUO”

Se utilizan en arrollamientos de Media Tensión, presentan buenas resistencia mecánica y refrigeración.



Figura 5.9-Bobinado de disco tipo continuo.

Fuente: Curso de Transformadores ABB

- Bobinados de “DISCO” tipo “ENTRELAZADO” (total o parcialmente)

Se utilizan para bobinados de Alta Tensión, ya que al ser tener una mayor capacidad serie mejora notablemente la distribución de las tensiones de impulso.

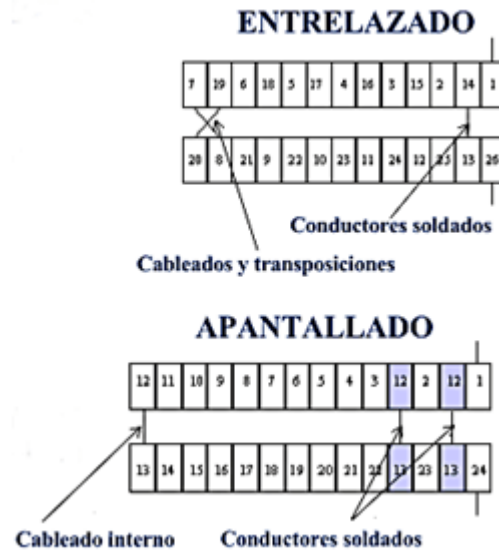


Figura 5.10-Bobinado de discos tipo entrelazado.

Fuente: Curso de Transformadores ABB

5.3 Cambiador de tomas bajo carga tipo Jansen

Se lo denomina así en honor a su inventor, el Dr. Jansen. Su funcionamiento consiste en la inserción de resistencias o impedancias en el momento de realizar la conmutación, con el objeto de minimizar el arco eléctrico generado.

Consta de los siguientes elementos principales:

- **Selector de tomas o preselector:** dispositivo utilizado a seleccionar previamente las conexiones de las tomas de regulación; es recorrido por la corriente, pero no la interrumpe y es utilizado conjuntamente con el ruptor.

Normalmente este dispositivo va sumergido en el aceite del transformador contenido en la cuba.

- **Ruptor:** es un dispositivo de corte utilizado en conjunto con un selector de tomas para conducir, establecer y cortar las corrientes en los circuitos que se han seleccionado previamente. El movimiento del dispositivo (basculante o rotatorio) se consigue mediante la acción de un juego de resortes.

El ruptor está contenido en un cilindro aislante y estanco y bañado por aceite. Este aceite no debe entrar en contacto con el aceite de la cuba.

- **Cabezal del ruptor:** este elemento sirve de soporte para el selector de tomas y el ruptor. Generalmente se sitúa sobre la tapa del transformador. Dispone de bridas de conexión para el llenado y vaciado de aceite, así como de los gases generados por la descomposición del aceite por el arco eléctrico.

- **Mecanismo de accionamiento por motor:** tiene la función de ordenar y controlar el movimiento del cambiador de tomas bajo carga. Consta de un tablero estanco el cual alberga el motor eléctrico, y los circuitos de comando para detener y arrancar el mismo. Posee indicadores de posición de toma y la posibilidad de accionarlo en forma local o remota. Cuenta con un dispositivo de que, si al momento de iniciarse la conmutación, se produce un cortocircuito aguas abajo del transformador, detecta la sobrecorriente y bloquea la maniobra.



Figura 5.11-Vista general de un cambiador de tomas bajo carga sistema “JANSEN” de ABB.

Fuente: Curso de Transformadores ABB

6 BIBLIOGRAFÍA

Webinar IEM: “Transformadores de potencia, componentes básicos”

Curso sobre “Transformadores de Potencia”-ABB

Transformadores de Distribución-Pedro Avelino Pérez

Accesorios de Transformadores- Pedro Avelino Pérez

Transformadores de Potencia de Medida y de Protección (7ª Edición)-Enrique Ras

Mantenimiento Proactivo de Transformadores-Ing. Lantos

Guide for transformer maintenance-CIGRE-A234

IEEE C57.104-2019-IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers

IEEE-C57-106-2015 Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment

IEEE C57.149-2012 Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers

IEEE C57.152-2013 IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors

IEEE-STD-62-1995-r2005-IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus- Part 1: Oil Filler Power Transformers, Regulators, and Reactors

IRAM 2325-Aislación Eléctrica-Guía para la evaluación de su estado por mediciones de su resistencia

Curso de Mantenimiento de transformadores de potencia-Tadeo Czerweny

Ensayos de Mantenimiento en Transformadores de Potencia y Distribución- Nova Mirón

Dr. Osvaldo Griot; “Detección de fallas en transformadores mediante el análisis de los gases disueltos en el aceite”; Mantenimiento de Transformadores, I.A.C.R.E. 1984.



Ing. Alejandro Oghievsky; “Detección del desplazamiento de los bobinados en un transformador, debido a esfuerzos electrodinámicos de corto circuitos”; Mantenimiento de Transformadores, I.A.C.R.E. 1984.