

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**ANÁLISIS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE
POTENCIA Y SU PREVENCIÓN**

PRESENTADO POR:

**JAVIER ESAÚ HERNÁNDEZ ARÉVALO
DIEGO FERNANDO GUIDOS ESPINOZA**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MARZO DE 2020

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

PhD. EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**ANÁLISIS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE
POTENCIA Y SU PREVENCIÓN**

Presentado por:

**JAVIER ESAU HERNANDEZ AREVALO
DIEGO FERNANDO GUIDOS ESPINOZA**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

SAN SALVADOR, MARZO 2020

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, jueves 20 de febrero 2020, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 2:30 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director
2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

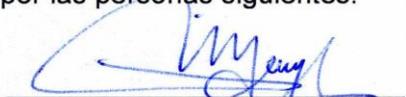

Firma


Firma



Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- ING. ARMANDO MARTINEZ CALDERÓN
(Docente Asesor)
- MSC. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ
- MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS


Firma


Firma


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

ANALISIS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y SU PREVENCIÓN

A cargo de los Bachilleres:

- HERNÁNDEZ ARÉVALO JAVIER ESAÚ
- GUIDOS ESPINOZA DIEGO FERNANDO

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 9.5

(nueve punto cinco)

Agradecimientos.

Agradezco a Dios por guiarme y permitirme culminar mis estudios, porque me ha dado las fuerzas necesarias para seguir adelante a pesar de todas las dificultades.

Agradezco a mi madre Sonia Elizabeth Arévalo de Hernández y a mi padre René Rubén Hernández por brindarme la oportunidad de continuar mis estudios universitarios, porque siempre estuvieron apoyándome y dándome ánimos para salir adelante, sin ellos, no hubiera sido posible llegar al día de presentar mi trabajo de graduación para optar al título de Ingeniero Electricista. A mi padre por estar pendiente de mí, por ayudarme con los libros, que serían de mucha utilidad durante toda mi carrera. A mis hermanos René Guillermo Hernández Arévalo, Carina Elizabeth Hernández Arévalo por ser un apoyo muy grande durante todo este tiempo, gracias a ellos, por los ánimos que me dieron.

Agradezco a toda mi familia, por ser la fuente de inspiración y de apoyo emocional para que siguiera con mis estudios y que llegara el día en que pudiera terminar este trabajo de graduación. Muchas gracias siempre por orar por mí salud, mi bienestar y muchas gracias por siempre desearme lo mejor.

Agradezco a nuestro asesor Ing. Armando Martínez Calderón, por guiarnos siempre por el camino correcto, por la paciencia que nos tuvo, por brindarnos su conocimiento y sus recomendaciones y agradezco la confianza que puso en nosotros para salir adelante con el tema de nuestro trabajo de graduación.

Agradezco al personal administrativo de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, al Sr. Salvador Posada, Sr Juan Carlos Olano y Sra. Reina Vides por siempre brindarnos su colaboración, sus sabias palabras, gracias por la orientación personal y profesional brindada durante los años.

Agradezco a los amigos que encontré durante mis estudios universitarios, muchas gracias por los días y años que pasamos estudiando y esforzándonos para salir adelante. Gracias a Rodrigo Alejandro Rivas Gil, Marvin Josué Miranda Argueta, Carlos Albertos Silva Luna, a mi compañero de tesis Diego Fernando Guidos Espinoza. Gracias por todo su apoyo y su ayuda durante mis estudios y vida personal.

JAVIER ESAÚ HERNÁNDEZ ARÉVALO.

Agradecimientos.

Total y eternamente agradecidos con mis padres Mirna Montesinos y Ernesto Guidos por confiar en mi persona, por el apoyo brindado en todos mis años de estudio, y por todo el tiempo bien invertido en mí. No cabe la menor duda que me saque la lotería con ellos, le agradezco a la vida por ponerlos en mi camino. Ha sido un camino largo y a pesar de todo mi madre y mi padre me han acompañado en todo momento. Gracias Mami y Papi como cariñosamente los llamo, son un pilar fuerte de nuestra familia y sepan que de ahora en adelante yo los apoyare en todo a ustedes. Este es también su logro amados padres, disfrútenlo.

Agradecido con mi hermana Marianella Guidos por ser mi guía mi faro a seguir, ella es para mí un modelo de cómo se hacen bien las cosas y con dedicación todo se puede lograr, también te dedico este logro a vos Mella, como cariñosamente te digo, te deseo lo mejor del mundo y bendiciones. Al mismo tiempo y en el mismo párrafo dedicado a mi hermana no puede faltar su esposo Alfredo Morales, vos también has sido parte de este trayecto y también te estoy eternamente agradecido por pasar pendiente de mi persona, es un lujo tenerte cerca hermano, porque ya sos mi hermano.

Agradecido con nuestro asesor Ing. Armando Calderon por su entereza y siempre darnos buenos consejos, también como nuestro docente de una de las materias más importantes de la carrera y transmitir todo su conocimiento que supimos aprovechar. Y agradecido por darnos la oportunidad de cursar el trabajo de graduación con usted.

Agradecido con el personal administrativo de la escuela de eléctrica, a Don Juan Carlos Olano, a la señora Reina Vides y al señor Salvador posada por siempre apoyarnos en todo lo necesitamos en la escuela.

Agradecido con mi compañero de trabajo de graduación Javier Hernandez por ser un buen compañero y amigo de toda la carrera universitaria .

DIEGO FERNANDO GUIDOS ESPINOZA.

ÍNDICE

ÍNDICE	1
ÍNDICE DE FIGURAS.	4
ÍNDICE DE TABLAS	6
OBJETIVOS:	7
GENERALES:	7
ESPECIFICOS:	7
INTRODUCCION	8
CAPÍTULO I	9
GENERALIDADES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.	9
1.1 ¡Error! Marcador no definido.	
1.2 ¿QUÉ ES UN TRANSFORMADOR?	9
1.3 CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR.	10
1.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN ACEITE.	14
TIPO DE REFRIGERACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES.	15
1.4 PARTES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA SUMERGIDO EN ACEITE.	16
NÚCLEO Y DEVANADO	17
CUBA O TANQUE.	22
INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE	23
BUSHINGS.	24
JUNTAS	26
TIPOS DE CONEXIONES.	26
CAMBIADOR DE TAP	30
VÁLVULA DE VACÍO	30
DISPOSITIVO CONTRA SOBRE PRESIONES.	31
RELÉ DE BUCHHOLZ.	31
RESPIRADERO DE SÍLICA GEL	33
1.5 MATERIALES DE AISLAMIENTO DEL TRANSFORMADOR	34
PROPIEDAD ELÉCTRICA DE LOS MATERIALES AISLANTES	34
PAPEL AISLANTE DE LOS TRANSFORMADORES.	35
AISLAMIENTO LIQUIDO-ACEITE	39

PROPIEDADES ELÉCTRICAS DEL ACEITE MINERAL.	40
CAPÍTULO II	41
ESTADÍSTICAS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.	41
INTRODUCCIÓN.	41
ESTADÍSTICAS DE FALLAS INTERNACIONALES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.	41
Curva de Bath para transformador de potencia.	42
Estadísticas de fallas de CIGRE.	44
Estadísticas de fallas de transformadores de potencia en cuba	45
ISAGEN (Empresa colombiana de distribución y soluciones eléctricas)	46
Componentes principales del transformador, mecanismo de falla y parámetros medidos para el diagnóstico del mecanismo de fallas	47
Tanque principal del transformador.	47
Conmutador de tomas bajo carga	48
Sistema de enfriamiento del transformador	48
Bushings	49
DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS MONITOREADOS	49
Temperatura	50
Análisis de gases disueltos	50
Descargas Parciales	51
Humedad	51
Tangente delta y capacitancia de bushings	52
Parámetros del conmutador de tomas bajo carga	52
Parámetros del sistema de enfriamiento	52
Modelos matemáticos para fallas de transformadores	53
CAPITULO III.	55
GUÍA PARA LA INVESTIGACIÓN DE FALLAS Y DOCUMENTACIÓN PARA UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA.	55
Introducción.	55
Siguiendo una supuesta falla.	55
Diagrama de flujo para la investigación de una falla.	55
Recopilación de datos.	58
Propósito general.	58
Preparación.	58

Seguridad.	59
Pasos a seguir para crear un ambiente seguro durante el trabajo.	59
Investigación en el sitio.	61
Pruebas eléctricas.	64
Muestras, pruebas de gases y aceite de aislamiento.	66
Pruebas enfocadas.	66
Inspección interna del tanque o cuba.	69
Investigación fuera del sitio.	72
Historial del fabricante.	72
Historial de envío y de instalación.	73
Historial de operación.	73
Historial de mantenimiento.	73
Historial de fallas.	73
Desmontado y desensamblado.	74
Documentación de un transformador.	75
Base de datos.	75
Principios Guía.	76
Estableciendo la base de datos.	77
Reporte de fallas.	83
Información sobre fallas	83
Conclusiones	87
Recomendaciones	88
Bibliografía	88

OBJETIVOS:

GENERALES:

Estudiar la normativa referente al diagnóstico de falla en transformadores de potencia, basándose en el STD IEEE C57-125

ESPECIFICOS:

- Evaluar estadísticamente la naturaleza de fallas más frecuentes en los transformadores de potencia.
- Análisis de las especificaciones técnicas para la adquisición de transformadores de potencia.
- Estudiar las diferentes pruebas de verificación de parámetros del transformador basándose en estadísticas de fallas.
- Desarrollar un análisis de prevención de las fallas eléctricas en el transformador de potencia.

INTRODUCCION

Las fallas en los transformadores de potencia son una estadística vital para predecir sucesos posteriores a fallas que puedan dejar fuera de servicio al transformador, es indispensable observar las variaciones de parámetros en las pruebas de mantenimiento, una falla en un transformador de potencia es tan importante ya que su costo monetario e importancia para la red eléctrica. Es necesario saber y entender estos cambios. En este documento estudiaremos los ciclos de vida del transformador así como sus componentes, se estudiarán estadísticas de fallas fuera de El Salvador debido a que no se tiene estadística de falla nivel nacional.

Se muestra una forma de abordar y documentar las fallas dentro de una población de transformadores, cabe mencionar que este documento se basa en transformadores de vida de 25 años en adelante cuando ya cumplieron su vida útil. Se descartarán las fallas momentáneas y se propondrá un diagrama de flujo para diagnosticar una falla de gravedad que requiera una investigación más exhaustiva a tal punto des-ensamblar el transformador. Todo el proceso investigativo, de análisis, de una falla será abordado en dicho documento.

Definiremos las pruebas eléctricas, visuales, de gases y físicas de un transformador para determinar los pasos a seguir luego de dicha falla. El documento propone una serie de pruebas para diagnosticar un transformador, no son pruebas obligatorias y está abierto a seguir mejorando dicho documento para un correcto diagnóstico y así mejorar los tiempos de solución de falla.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

1.1 INTRODUCCIÓN.

En este capítulo se estudiarán de manera breve los distintos componentes del transformador de potencia aislado en aceite, el estudio a fondo de cada parte del transformador de potencia no está al alcance de este trabajo, por ende no se detallarán a fondo cada componente.

Se estudiará el circuito equivalente para conocer el funcionamiento eléctrico, en la figura 1.7 se detallan los componentes del transformador que se detalla en este capítulo.

1.2 ¿QUÉ ES UN TRANSFORMADOR?

El transformador es un dispositivo electromagnético utilizado para aumentar o disminuir una fuerza electromotriz (potencia, tensión eléctrica o voltaje), también se puede utilizar para aislar eléctricamente un circuito.



Figura 1.1 Transformador de potencia (Vizhñay, 2016)

1.3 CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR.

La gran ventaja del uso de circuitos equivalentes de máquinas eléctricas reside en poder aplicar toda la potencia del cálculo de teoría de circuitos, permitiendo conocer la respuesta de una máquina frente a unas determinadas condiciones de funcionamiento.

Para obtener el circuito equivalente se comienza reduciendo ambos devanados al mismo número de espiras, en el transformador real se tiene:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \rightarrow E_2 = \frac{E_1}{m}$$

En el transformador equivalente se tiene que al ser $N_2' = N_1$

$$\frac{E_1}{E_2'} = \frac{N_1}{N_2'} = 1$$

$$E'_2 = mE_2 \rightarrow V'_2 = m.V_2$$

Además, para que este nuevo transformador sea equivalente al original las potencias activa y reactiva en consecuencia la potencia aparente, deben conservarse. Como el secundario del transformador equivalente debe consumir la misma potencia aparente que el secundario del transformador real se tiene

$$V_2 \cdot I_2 = V'_2 \cdot I'_2$$

Se puede obtener la relación entre la corriente real del secundario del transformador y la corriente reducida del secundario del transformador

$$I'_2 = \frac{V_2 \cdot I_2}{V'_2} = \frac{V_2 \cdot I_2}{m \cdot V_2} = \frac{I_2}{m}$$
$$R'_2 = m^2 \cdot R_2$$

Potencia reactiva

$$X_2 \cdot I_2^2 = X'_2 \cdot I'^2_2$$
$$X'_2 = m^2 \cdot X_2$$

En general, cualquier impedancia Z conectada al secundario del transformador se reducirá al primario mediante

$$Z'_2 = m^2 \cdot Z_2$$

Dado que $E_1 = E'_2$ los terminales A-a y A'-a' se pueden unir, sustituyendo ambos devanados por uno solo

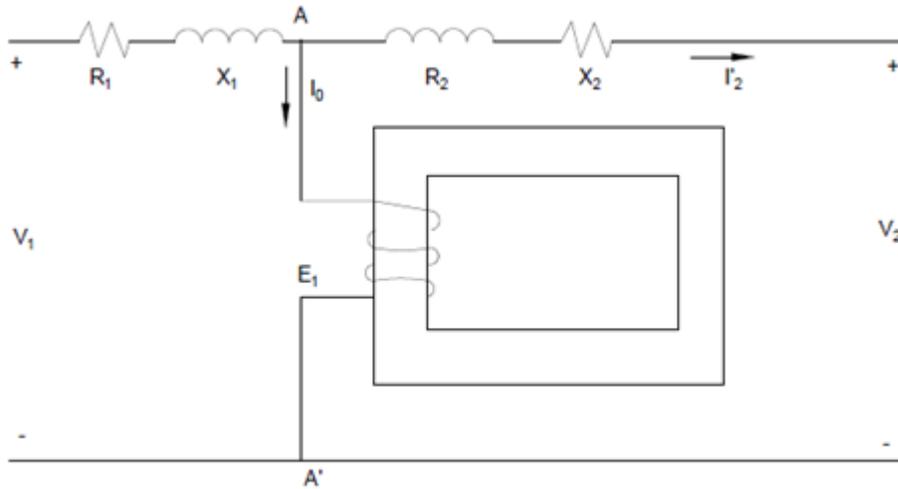


Figura 1.2 Circuito equivalente de un transformador real reducido al primario (Guru & Huseyin R. Hiziroglu, 2013)

La corriente que circulará por el devanado será la diferencia entre I_1 y I'_2 que es igual a la corriente de vacío, I_0 . Esta corriente a su vez tiene dos componentes, una activa I_{Fe} y otra reactiva I_μ , que representan un circuito paralelo formado por una resistencia R_{Fe} , que modela las pérdidas por efecto Joule en el hierro del transformador y por una reactancia X_μ por la que se deriva la corriente de magnetización de la máquina. A este efecto se le conoce como el circuito equivalente exacto del transformador reducido al primario.

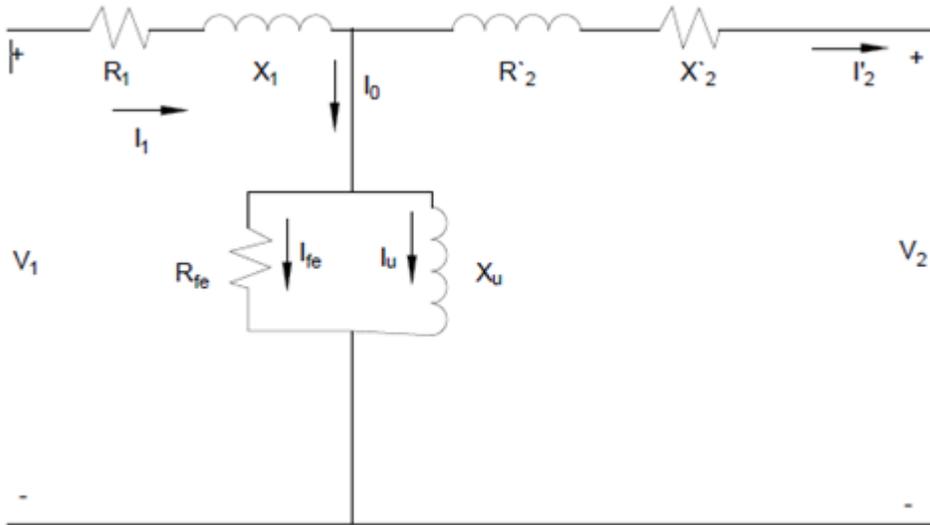


Figura 1.3 Circuito equivalente del transformador reducido al primario
(Guru & Huseyin R. Hizioglu, 2013).

Si se sigue el mismo proceso dejando inalterado el secundario y tomando el número de espiras del primario $N'_1=N_2$ se obtiene el circuito equivalente del transformador exacto reducido al secundario

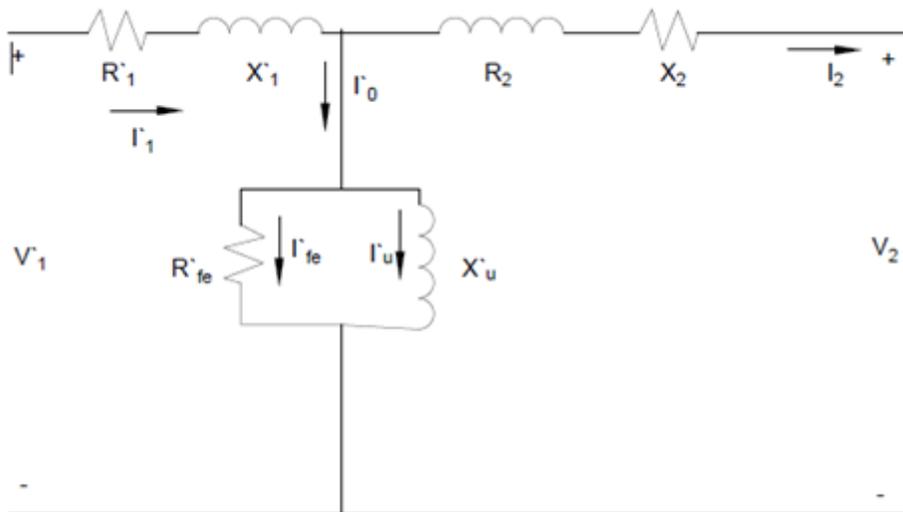


Figura 1.4 Circuito equivalente de transformador reducido al secundario
(Guru & Huseyin R. Hizioglu, 2013).

Donde lo cual: $V_1' = \frac{V_1}{m}$, $R_1' = \frac{R_1}{m^2}$, $X_1' = \frac{X_1}{m^2}$, $I_1' = m \cdot I_1$, $I_0' = m \cdot I_0$, $R_{Fe}' = \frac{R_{Fe}}{m^2}$, $X_{\mu}' = \frac{X_{\mu}}{m^2}$
 debido al pequeño valor de lo frente a las corrientes I_1 e I_2' , se emplea el circuito equivalente aproximado del transformador. Este circuito se obtiene trasladando la rama en paralelo por la que circula la corriente de vacío a los bornes de la entrada del primario

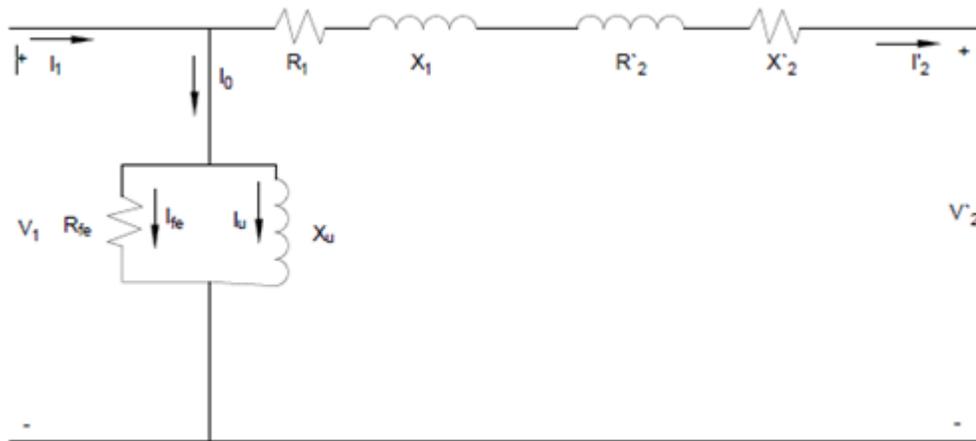


Figura 1.5 Circuito equivalente aproximado (Guru & Huseyin R. Hiziroglu, 2013).

1.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN ACEITE.

Los transformadores bañados en aceite están en una cubierta llamada cuba que en su interior se encuentra la parte activa del transformador (el núcleo magnético) que se encuentra cubierto de aceite mineral o aceite vegetal, los cuales actúan de aislante eléctrico y refrigerante. El calor generado por la parte activa (núcleo) del transformador se transmite al aceite y este evacua el calor al ambiente a través de la superficie externa de la cuba. Para disipar el calor en algunos casos la cuba posee aletas o radiadores que aumenta la superficie externa. En algunos casos el aceite es refrigerado por otro fluido. A través de un intercambio de calor

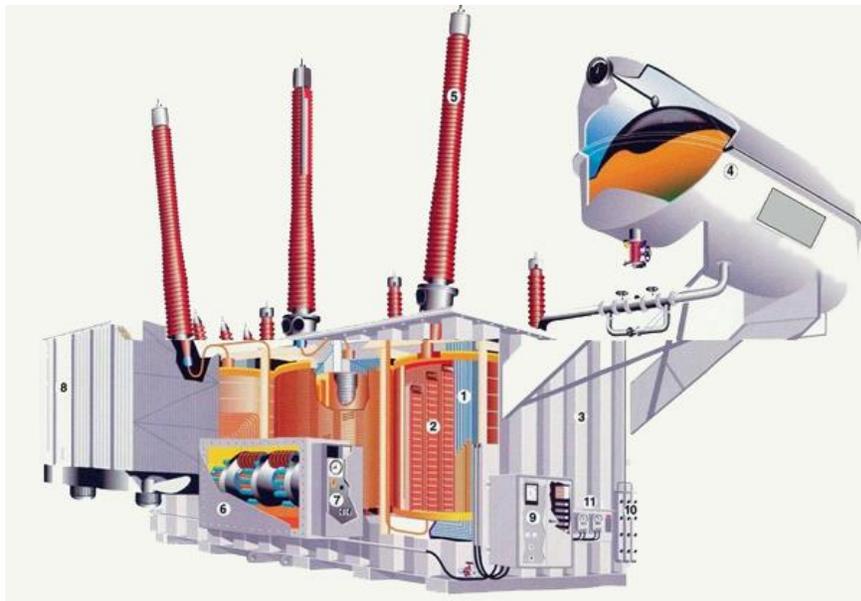


Figura 1.6 Transformador de potencia (Marín, 2016).

TIPO DE REFRIGERACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES.

La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), el tipo de refrigeración de un transformador se designa mediante cuatro letras. Las dos primeras se refieren al refrigerante primario la que está en contacto con su parte activa (Núcleo) y las últimas dos se refieren al refrigerante secundario. De cada par de letras, la primera indica de qué tipo de fluido se ocupará para enfriar y la segunda señala su modo de circular¹

Tipo de fluido	Símbolo	Tipo de circulación	Símbolo
Aceite Mineral	O	Natural	N
Pyraleno	L	Forzada	F
Gas	G		
Agua	W		
Aire	A		
Aislante sólido	S		

Tabla I. Designación de la refrigeración de un transformador (Pozuela, 2015)

¹ (Pozuela, 2015)

Si un transformador es ONAN es un transformador en baño de aceite en el que el aceite es el refrigerante primario y se mueve por convención natural, por la diferencia de densidades que tiene el aceite caliente en contacto con la parte activa. El refrigerante secundario es aire con circulación natural el aire enfría la cuba del transformador. Un transformador ONAF es un transformador en baño de aceite similar al ONAN, solo que en este caso el aire se envía hacia la cuba mediante ventiladores².

1.4 PARTES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA SUMERGIDO EN ACEITE.

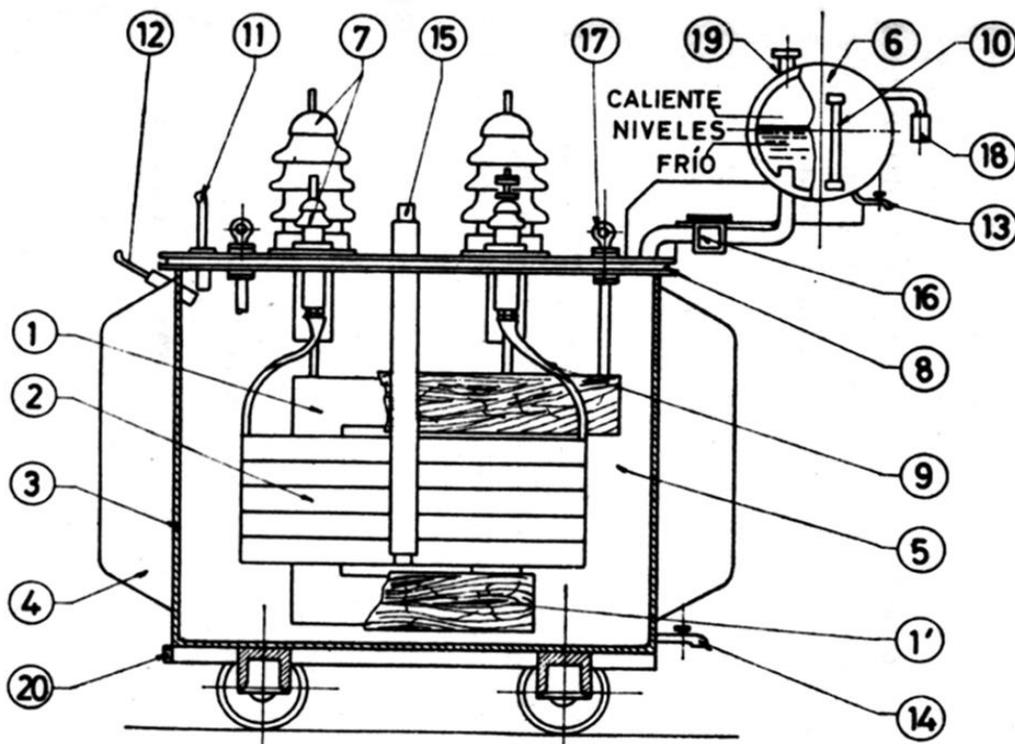


Figura 1.7 Partes de un transformador de potencia sumergido en aceite.

(Vizhñay, 2016)

² (Pozuela, 2015)

Un transformador de potencia sumergidos en aceite, constan de 20 partes importantes las cuales son:

1. NÚCLEO
2. DEVANADOS
3. CUBA
4. ALETAS REFRIGERACIÓN
5. ACEITE
6. TANQUE EXPANSION
7. AISLADORES
8. JUNTA
9. CONEXIONES
10. NIVEL DE ACEITE
11. TERMÓMETRO ACEITE
12. TERMÓMETRO DEVANADO
13. GRIFO DE VACIADO
14. GRIFO DE VACIADO DE LA CUBA
15. CAMBIOS DE TENSIÓN
16. RELÉ BUCHOLZ
17. CÁNCAMOS TRANSPORTE
18. DESECADOR AIRE
19. TAPON LLENADO
20. PUESTA A TIERRA.

NÚCLEO Y DEVANADO

Existen dos tipos de diseño de la parte activa del transformador uno de ellos es el TIPO NUCLEO, en la cual los dos devanados abrazan un único núcleo, y el TIPO ACORAZADO, en el cual el flujo atraviesa a un único grupo de devanado que está formado por dos componentes existentes de circuitos magnéticos en paralelo, ambos tipos de estructura pueden verse en la figura 1.8 y 1.9.

Los diseños TIPO NUCLEO son utilizados para valores de corrientes y KVA bajos que en este documento no obtendremos mayor detalle. En tanto los TIPO ACORAZADOS son utilizados en transformadores de potencia iguales o mayores de 50 MVA.

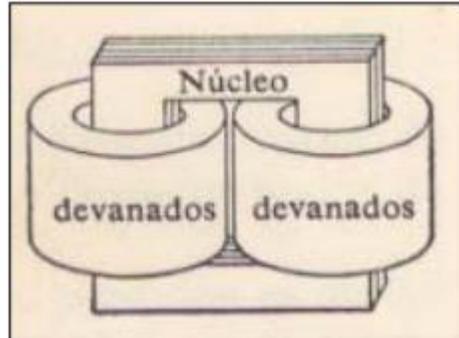


Figura 1.8 Transformador TIPO NUCLEO (Forestieri, 2004).

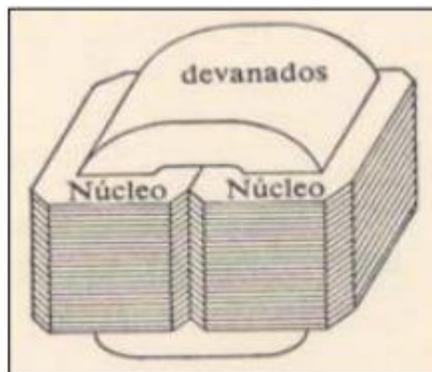


Figura 1.9 Transformador TIPO ACORAZADO (Forestieri, 2004).

El núcleo está construido utilizando una serie de chapas de acero aleadas con silicio. Las láminas son sometidas a un tratamiento para crear aislamiento entre sí para reducir las pérdidas por corrientes parasitas. Luego de realizado el tratamiento de aislamiento se apilan formando el núcleo, en la figura 1.10 se puede observar como el perno que sujeta las chapas está aislado por medio de un buje.

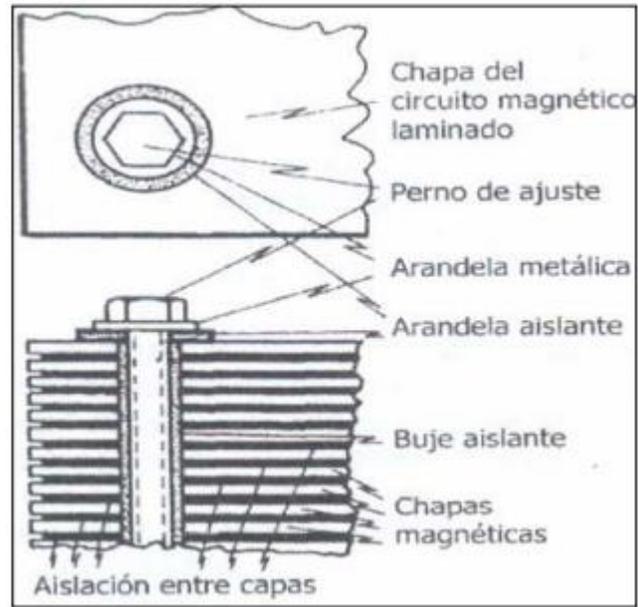


Figura 1.10 Unión de conjunto de chapas mediante un perno (Forestieri, 2004).

En los entre hierros se suelen colocar hojas de cartón prensados para disminuir el ruido que es originado por la fuerza cortante de valor variable que se produce entre ambas caras en las figuras 1.11, 1.12, 1.13, se presentan las tres diferentes formas de columna de núcleo.

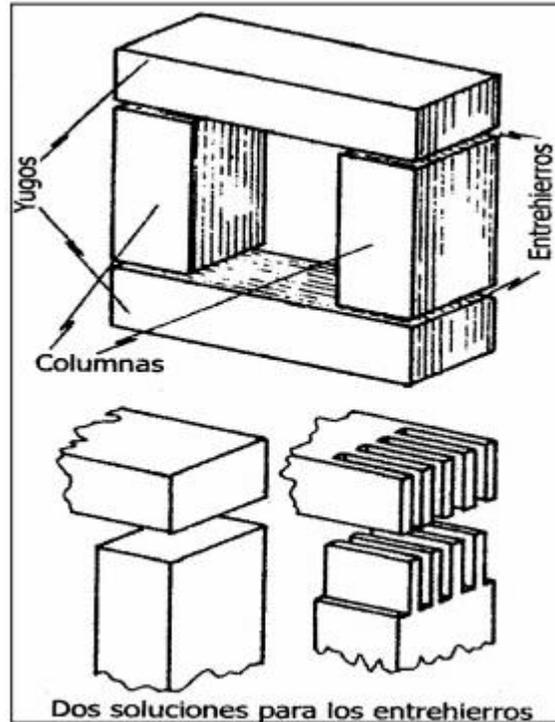


Figura 1.11 Armado de núcleo con entrehierros planos y dientes de sierra.

(Forestieri, 2004)

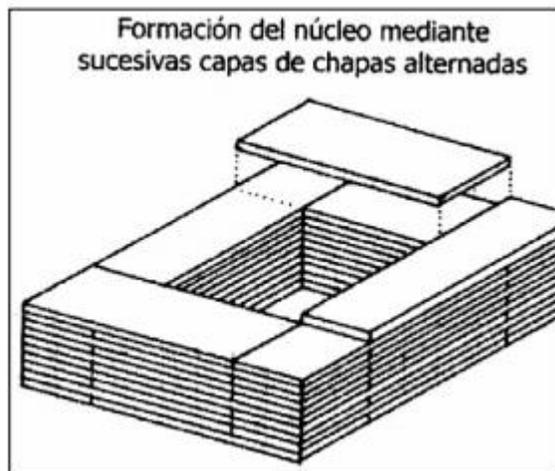


Figura 1.12 Núcleo con chapas alternadas. (Forestieri, 2004)

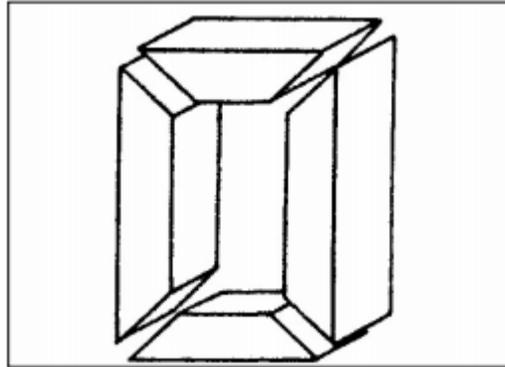


Figura 1.13 Núcleos con entrehierros oblicuos. (Forestieri, 2004)

Los devanados de los transformadores de potencia están formados por varios conductores con aislamiento de dos capas, la primera capa es encintada con algodón, mientras que la segunda capa es de menor rigidez dieléctrica que la primera pero es más fuerte mecánicamente.

Para su construcción se coloca alrededor del núcleo para generar el fenómeno de inducción que reduce o aumenta el nivel de tensión por medio de una relación de transformación en la figura 1.14, podemos apreciar la forma constitutivas de la bobina de un transformador, esta es generada por la relación de vueltas que se colocan tanto para el devanado primario como secundario.

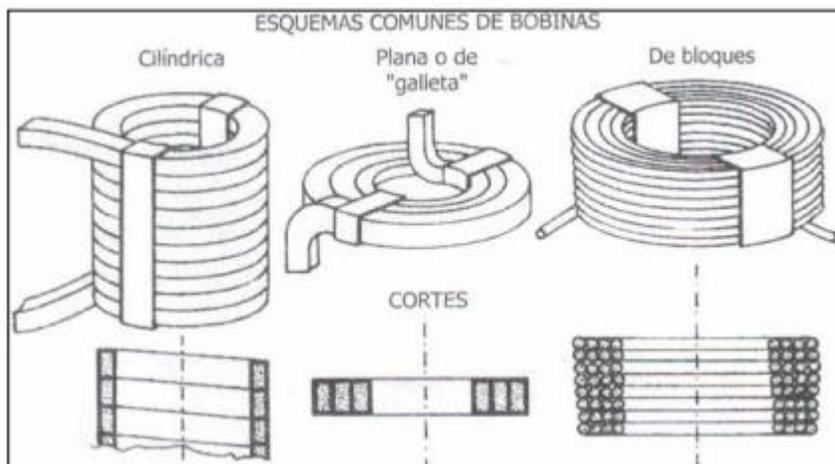


Figura 1.14 Forma constitutivas de bobina (Forestieri, 2004)

Una vez elaborado la bobina previo a su montaje es sometido a un proceso de secado en horno y eliminación de la humedad mediante vacío.

En la figura 1.15 se presentan la manera que se movilizan los conjuntos de bobinas con relación al núcleo se colocan piezas de maderas, apoyadas sobre perfiles de acero, uno de los funcionamientos de las piezas de maderas es que se pueden crear ductos donde circula el aceite y permitir la transferencia de calor. (Forestieri, 2004)

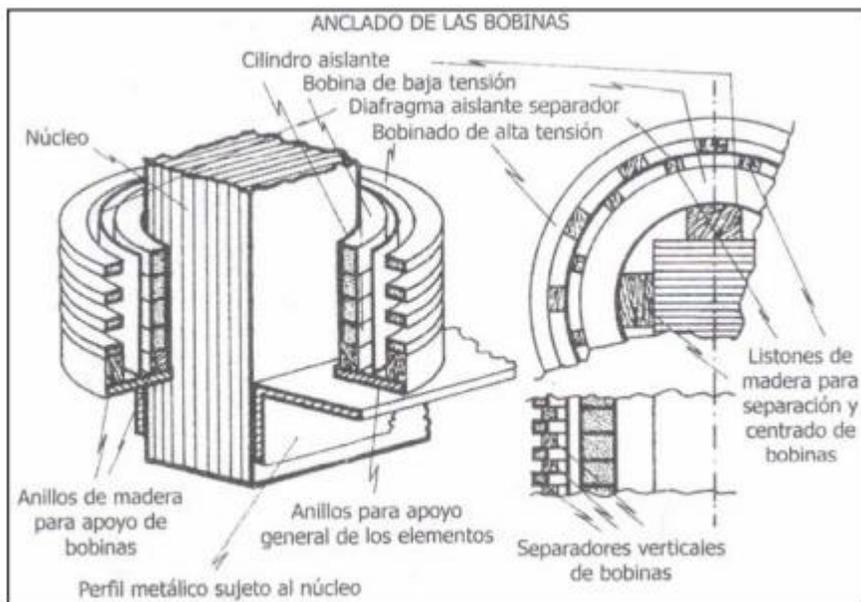


Figura 1.15 Fijación de las bobinas al núcleo. (Forestieri, 2004)

CUBA O TANQUE.

La Cuba o tanque es la estructura mecánica en la cual está montado el transformador. Este debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente a todos los componentes internos del transformador, Hay varios métodos para conservar las propiedades del aceite.

Los sistemas de preservación intentan aislar el ambiente interno del transformador del ambiente externo (atmósfera), cuando comprenda que un cierto grado de

interacción, o respiración, es necesario para acomodar las variaciones de presión que se producen en condiciones de operación como la alta temperatura en el aceite, los métodos más comunes de respiración son Tanque sellado o sistema de presión positivo, Tanque Conservador.

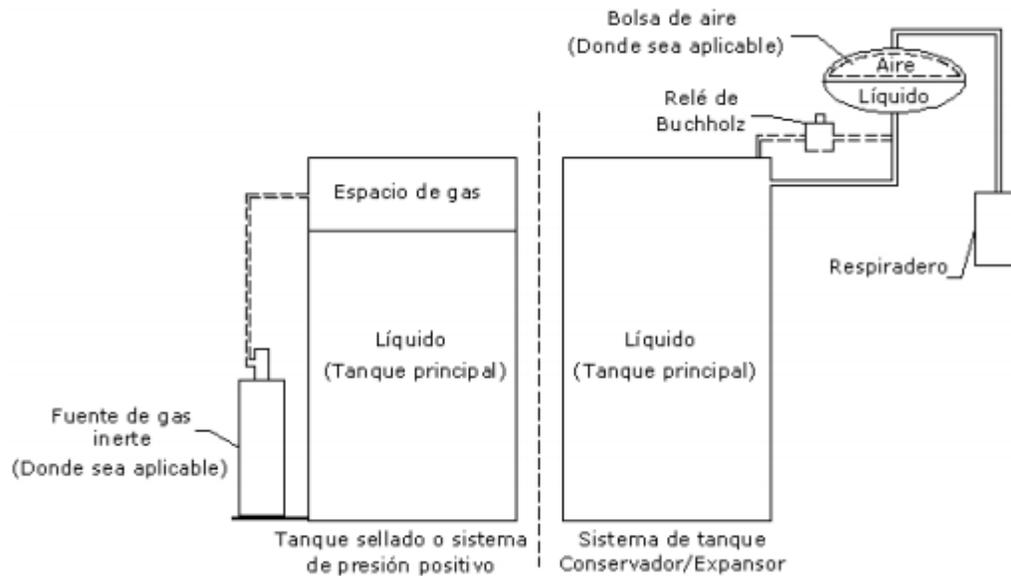


Figura 1.16 Tanque sellado, Tanque conservador. (Eduardo Cajamarca, 2010)

- El sistema de sellado del tanque, mantiene el tanque sellado de la atmósfera y mantiene una capa de gas o cojín que se encuentra por encima del líquido, el volumen del gas más el del aceite se mantienen constantes. Las presiones internas negativas pueden existir en los sistemas de tanque sellado o bajas cargas o temperaturas con presiones positivas según carga y temperatura aumente.
- En el tipo sellado, está diseñado para mantener una presión interna de +0 de -5 psi. Cuando la presión interna por válvula de alivio. Cuando la presión interna del transformador excede los 5 psi el aire y

el nitrógeno son expulsados a la atmósfera por la válvula de alivio. Cuando el transformador se enfría el aceite se contrae, si la presión interna cae por debajo de la presión atmosférica exterior en 5 psi, la válvula de alivio permitirá el ingreso de humedad y oxígeno al tanque. PRECAUCION: El nitrógeno usado en transformadores debe cumplir la norma ASTM D- 1933 tipo II, con -59°C para el punto de rocío, como se especifica en IEEE C57.12.00-1993 párrafo 6.6.3.

- Tanque conservador (tanque de Expansión) son usados con y sin bolsas de aire, también llamado vejigas y diafragmas, e implican el uso de un tanque auxiliar separado. El tanque principal del transformador es completamente llenado con líquido mientras que el tanque auxiliar está parcialmente lleno, al tanque auxiliar se le permite respirar, por lo general a través de un respiradero de deshidratación. Unos tanques conservadores están equipados por una especie de vejiga o diafragma. Con este sistema se reduce en mayor medida el ingreso de humedad y oxígeno al transformador.

INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE

El aceite usado en los transformadores desempeña básicamente cuatro funciones:

- Aislar eléctricamente todos los componentes del transformador.
- Proveer de refrigeración eficiente al transformador.
- Previene la acumulación de lodo en el transformador.
- Proteger al conjunto núcleo-bobinas del ataque químico.

Existen dos tipos de aceite, aceite Mineral y aceite vegetal, actualmente en el país se utiliza en la mayor cantidad de casos el aceite mineral dado que su costo es bastante bajo a comparación con el vegetal.

El indicador de nivel de aceite suele ser un dispositivo de cara redonda situado en un lado del tanque, el cual indica cambios que se producen en el nivel de líquido.

El mecanismo de acoplamiento magnético mostrado en la figura 1.17 cuando aumente el nivel de aceite, el flotador gira un imán dentro del tanque. Fuera de la cisterna, otro imán rota de la misma manera y a su vez mueve el puntero. El centro de la esfera es normalmente marcado a una temperatura de 25°C.

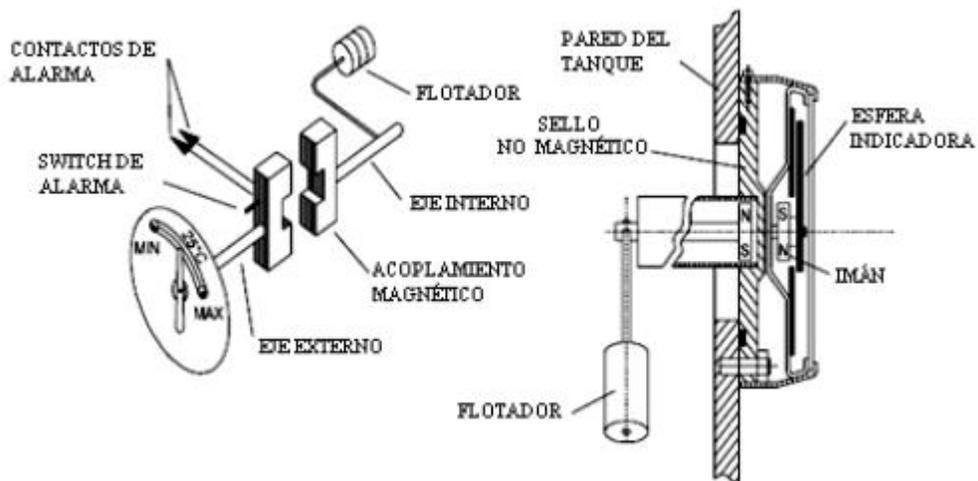


Figura 1.17 Funcionamiento del indicador de nivel de aceite (Reclamation, April 2005).

BUSHINGS.

Este tipo de aisladores tienen como función la de transportar los conductores de los devanados a través del tanque hacia la superficie de la cuba del transformador de manera segura. Estos se diseñan para soportar tensiones nominales, tensiones anormales, esfuerzos mecánicos altos y aislamiento de la humedad hacia el interior del transformador.

Estos se fabrican con distintos tipos de materiales y su diseño físico es con forma cilíndrica. A continuación mostraremos un listado con tipos de materiales de los

que están hechos estos aisladores y el nivel de tensión para el que fueron diseñados.

- Porcelana (tensiones hasta 25 kv).
- Porcelana – aceite (tensiones entre 25 y 69 kv).
- Porcelana – compuesto epóxico.
- Porcelana – resina sintética (tensiones 34,5 a 115 kv).
- Porcelana – papel impregnado de aceite (tensiones mayores a 275 kV).

Los bushings son de forma cilíndricas, cubiertos con un esmalte especial para evitar la adherencia de humedad y contaminantes. Están fabricados para aumentar la distancia de fuga y así reducir la posibilidad de un arco debido a sobre voltajes en la figura 1.18 y 1.19 se pueden observar bushings de porcelana- aceite y porcelana, respectivamente.

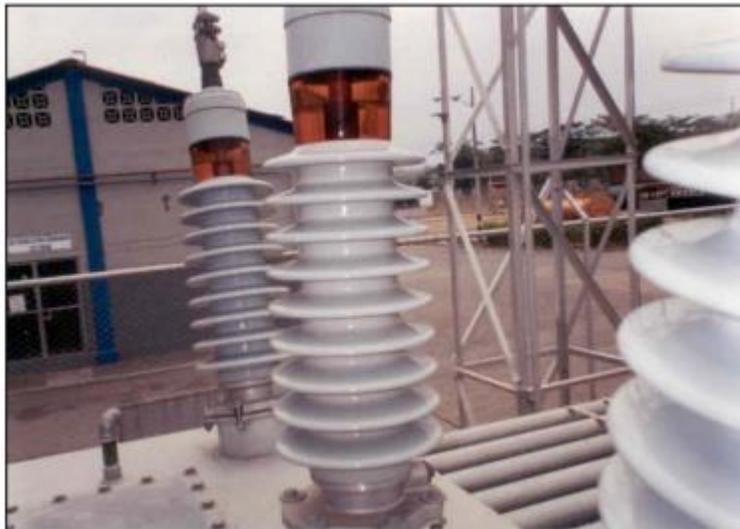


Figura 1.18 Pasatapa de Porcelana-Aceite. (Forestieri, 2004)



Figura 1.19 Pasatapa de porcelana (Forestieri, 2004)

JUNTAS

La junta forma parte importante en un transformador de potencia, y es la encargada de que no se filtre el agua y bacterias que puedan contaminar el aceite y es la encargada de evitar la fuga de aceite del tanque causadas por el deterioro del empaque.

La junta y el empaque deben ser considerados en conjunto. La junta debe ser diseñada y construida, teniendo en cuenta que se haga el mejor uso de las características propias del material del empaque. Los factores que determinan la efectividad de un sello son agrupados en dos categorías: “SELLO INICIAL” y “MANTENIMIENTO DEL SELLO INICIAL”.

TIPOS DE CONEXIONES.

En los sistemas polifásicos, cuando hablamos de conexión estamos hablando de enlazar entre sí, los arrollamientos de las distintas fases. En las transformaciones trifásicas, los arrollamientos pueden estar montados de las siguientes formas:

a) Conexión abierta (III)

b) Conexión en Delta (D)

c) Conexión en estrella (Y)

d) Conexión en zigzag (Z)

El convenio para usar las letras de manera abreviada es el siguiente:

Conexión en Delta: D (en el primario) d (en el secundario)

Conexión en estrella: Y (en el primario) y (en el secundario)

Conexión en zigzag: Z (en el primario) z (en el secundario)

En la conexión en zigzag cada uno de los arrollamientos está dividido en dos partes, que se bobinan sobre dos columnas diferentes del transformador, con inversión de las entradas y de las salidas al pasar de una columna a otra; es decir, que se montan en oposición, siguiendo un orden de permutación circular de núcleos. La fuerza electromotriz correspondiente a cada fase resulta de la composición de dos fuerzas electromotrices desfasadas entre sí en 120° , tal como muestra el diagrama vectorial de la figura 1.20

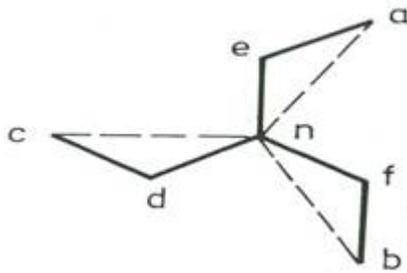


Figura 1.20 Diagrama vectorial de la conexión zigzag (Eduardo Cajamarca, 2010)

Las conexiones usadas están normalizadas en grupos de conexión, los que caracterizan a las conexiones de los dos arrollamientos sean primarios o secundarios.

Cada grupo se identifica con una cifra o índice de conexión que, multiplicado por 30°, da como resultado el desfase o en retraso que existe entre las tensiones de los mismos géneros (simples o compuestos).

VOLT δ	GRUPO DE CONEXIÓN DEE1	ESQUEMA VECTORIAL		ESQUEMA DE CONEXIONES		RELACION DE TRANSFORMACION	GRUPO DE CONEXIÓN VDE
		ALTA TENSION	BAJA TENSION	ALTA TENSION	BAJA TENSION		
0 δ=0°	Dd0					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$	A1
	Yy0					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$	A2
	Dz0					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{2N_1}{2N_2}$	A3
5 δ=150°	Dy5					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{\sqrt{3}N_2}$	C1
	Yd5					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{\sqrt{3}N_1}{N_2}$	C2
	Yz5					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{2N_1}{\sqrt{3}N_2}$	C3
6 δ=180°	Dd6					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$	B1
	Yy6					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$	B2
	Dz6					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{2N_1}{2N_2}$	B3
11 δ=330° δ=30°	Dy11					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{\sqrt{3}N_2}$	D1
	Yd11					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{\sqrt{3}N_1}{N_2}$	D2
	Yz11					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{2N_1}{\sqrt{3}N_2}$	D3

Figura 1.21 Grupos de conexión de los transformadores trifásicos (Eduardo Cajamarca, 2010)

Al índice de conexión también se lo llama índice horario, el desfase del primario o secundario siempre es un múltiplo de 30°, se identifica con el ángulo formado por la aguja horaria y minuteru del reloj, cuando marca la hora exacta, entonces se caracteriza el ángulo de desfase por la hora indicada, para ello se ha convenido:

- Superponer el vector de la fuerza electromotriz primaria E1 con la aguja minuteru sobre la división 0.

- Superponer el vector de la fuerza electromotriz secundaria E2 con la aguja horaria.

La hora indicada por la aguja horaria constituye el índice horario del transformador.

El índice horario depende notoriamente de las formas de conexión en el primario y secundario y también de los sentidos relativos de arrollamiento de los devanados primario y secundario, sobre la misma columna.

Para determinar el índice horario se hace lo siguiente:

- Adoptar con sentido positivo de un arrollamiento de las fuerzas electromotrices que actúan hacia el terminal exterior.
- Representar las fuerzas electromotrices por arrollamiento simples primarios.
- Representar las fuerzas electromotrices por arrollamientos simples secundarios recordando que éstas tienen sobre la misma columna, el mismo sentido que las fuerzas electromotrices simples primarias, ya que el flujo magnético es común.

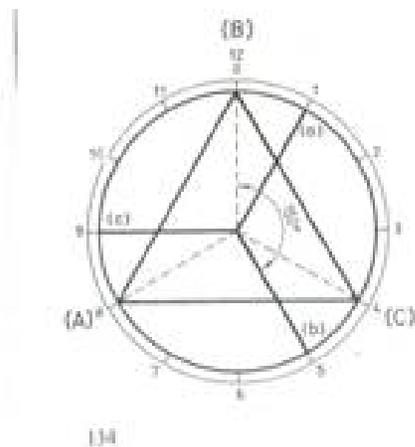


Figura 1.22 Determinación del índice horario de un transformador trifásico en conexión triángulo – estrella (Eduardo Cajamarca, 2010)

Las fuerzas magneto-motriz deben compensarse; pero teniendo en cuenta las columnas independientes se observa que en cada columna aparece una fuerza magneto-motriz resultante del mismo sentido y de igual magnitud, hay tres flujos alternos que pulsan al mismo tiempo y que no disponen de caminos de retorno, porque se cierran por el aire a través de los dieléctricos y sobre todo a través de la caja metálica exterior que cubre y protege el transformador y que es el camino que ofrece una máxima reluctancia magnética; por esta razón es que se calienta la caja, después a estas fuerzas magneto-motrices, se inducen tensiones en cada que vienen a sumarse vectorialmente a las fueras electromotrices generadas por flujos magnéticos originales, resultando unas tensiones simples distintas en magnitud y fase a las originales, por consiguiente desplazamiento del neutro.

Entonces de todo lo revisado se puede decir y deducir que siempre que en la carga secundaria pueda existir desequilibrio, como ocurre normalmente en las redes de distribución de cuatro conductores, es necesario emplear transformadores en conexión triángulo-estrella o en conexión estrella-zigzag.

CAMBIADOR DE TAP

Los transformadores están equipados con un cambiador de Tap, este equipo nos permite realizar pequeños cambios de voltaje en los terminales de salida de los transformadores. La razón de cambio en estas derivaciones es un pequeño porcentaje y se utilizan en casos que la red presente caídas de tensión o sobretensiones. Estos equipos son diseñados para operar tanto dentro como fuera del transformador en un pequeño compartimiento con aceite. (Ruiz Giraldo & Mayor Cardona, 2013).



Figura 1.23 Cambiador de TAP en carga tipo UC, ABB (Group, 2013).

VÁLVULA DE VACÍO

Es un tipo de válvula de diafragma que es utilizada al darle tratamiento al aceite del transformador, ya sea energizado o des-energizado. Este es de accionamiento manual.

“El sistema de la regeneración del aceite se ha diseñado especialmente para que en el uso del sitio regenera totalmente los aceites aisladores en transformadores energizados o des-energizados. Este sistema proporciona la purificación de aceite regular tal como desgasificación, sequedad y retiro de partículas, pero también puede quitar acidez, el lodo, otros productos y la decoloración de decaimiento solubles del aceite”.

DISPOSITIVO CONTRA SOBRE PRESIONES.

El dispositivo contra sobrepresiones es un equipo de protección que permite verificar la presión interna del tanque del transformador, es decir, este dispositivo sirve para aliviar la presión interna del tanque cuando esta excede un valor predeterminado. Este dispositivo es normalmente encontrado en transformadores de tipo sellado.



Figura 1.24 Válvula de alivio. (Forestieri, 2004)

RELÉ DE BUCHHOLZ.

Es un dispositivo que posee dos cámaras llenas de aceite con flotadores dispuestos verticalmente uno encima del otro. Si existiesen corrientes parásitas, sobrecalentamiento o descargas parciales dentro del transformador, se producirán burbujas de gas, las cuales se dirigirán hacia el tanque de conservación. En su camino hacia dicho tanque, las burbujas de gas pasan por la tubería que conecta el tanque principal con el tanque de conservación, ingresando al Relé Buchholz y localizándose en la cámara superior del mismo. A medida que la cantidad de gas aumenta en la cámara, el aceite es desplazado y por ende el nivel de aceite en el relé disminuye. Al ser desplazado el aceite, el flotador superior desciende hasta que se cierra el interruptor magnético que activa una alarma. Si el defecto que produce los gases se acentúa, el desplazamiento de los mismos se hace violento y se producen grandes burbujas, de tal forma que a consecuencia del choque el aceite refluye bruscamente a través de la tubería hacia el tanque conservador. Este flujo encuentra el flotador inferior y lo desplaza, el cual a su vez acciona los contactos para la desconexión del transformador.

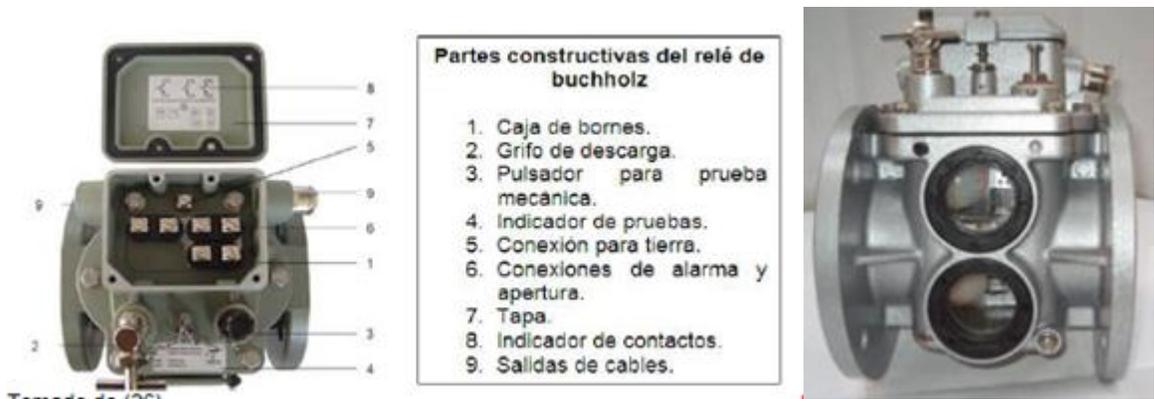


Figura 1.25 Forma física de los 2 elementos que conforman el Relé BUCHHOLZ (Forestieri, 2004)

Este relé es utilizado solo en transformadores que tienen instalado tanque de expansión.

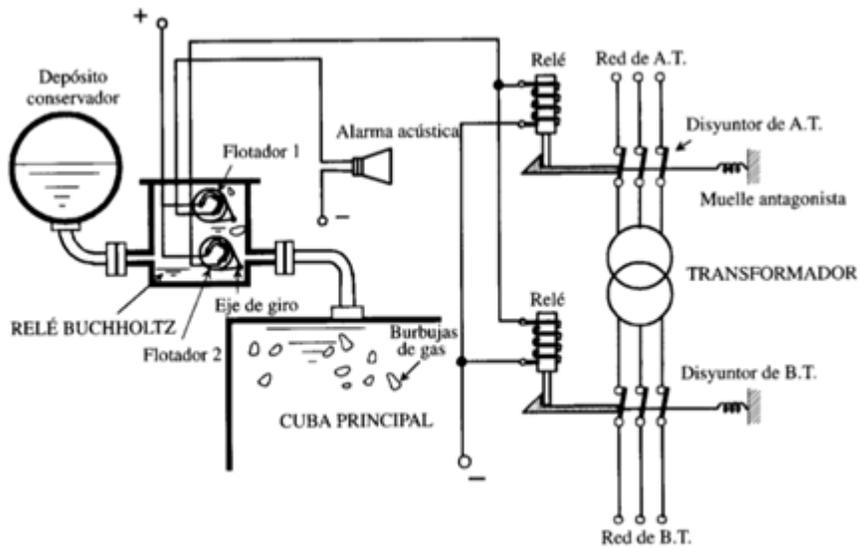


Figura 1.26 Esquema de conexión de un Relé de BUCHHOLZ (Mora, 2003)

RESPIRADERO DE SÍLICA GEL

Este sistema es utilizado tanto en transformadores que cuentan con cuba de tipo respiración libre como los que tienen tipo tanque de conservador. La función que desarrolla este elemento es la de aislar la humedad del aire que entra hacia el interior del transformador, la cual es dañina para el aislamiento.

El respirador está formado por un depósito con 2 cilindros de cristal que contienen en uno la sustancia Sílica-gel y en el otro aceite. La sílica mantiene un color azul y que al presentar un nivel alto de absorción pasa de azul a rosa, este es un indicador para saber que se encuentran saturados de humedad y es necesario darle mantenimiento o cambiarlo.



Figura 1.27 Contenedor y esquema de un sistema de Sílica-Gel (Forestieri, 2004)

El funcionamiento defectuoso o el fallo de muchos transformadores puede atribuirse a la falta de un control adecuado del nivel de humedad que se encuentra en el equipo. por lo tanto, es esencial mantener bajo el nivel de vapor de agua que se encuentra en espacio de aire, en la parte superior del depósito de aceite. Esto es muy importante para evitar la pérdida de las propiedades de aislamiento del medio de refrigeración.

1.5 MATERIALES DE AISLAMIENTO DEL TRANSFORMADOR

Existe una gran diversidad de materiales aislante tanto por sus propiedades, y muchos son de origen natural como por ejemplo el papel, algodón, entre otros. Otros naturales, pero de origen inorgánico, como por ejemplo el vidrio, porcelana, entre otros. Y existen materiales sintéticos como el silicón o compuestos a base de silicones.

PROPIEDAD ELÉCTRICA DE LOS MATERIALES AISLANTES

Las propiedades de los materiales aislantes que debe cumplir el material son: la resistividad o resistencia específica. La tensión disruptiva, la permitividad y la histéresis dieléctrica en adición a la propiedad dieléctrica se debe considerar también las propiedades mecánicas.

La temperatura de los materiales aislantes.

Los factores que causan mayor daño a los materiales aislantes del transformador es la temperatura generada por la parte reactiva del transformador, esta temperatura es producida principalmente por las pérdidas y por el flujo disperso. En su operación estas pérdidas están localizadas en los siguientes elementos.

El núcleo o circuito magnético, las pérdidas en el núcleo son producida por el efecto de histéresis y las corrientes circulantes en las laminaciones, y depende de la inducción, es decir, del voltaje de operación.

Los devanados, aquí las pérdidas son generalmente generadas por el efecto de Joule y en menor perdidas por corrientes circulantes en el transformador, estas pérdidas dependen de la carga del transformador.

Se presentan otras perdidas en las uniones o conexiones que se conocen como puntos calientes así como los cambiadores de derivaciones.

El aislamiento está compuesto por dos clases de material aislante: Sólido y líquido. El material sólido utilizado es la celulosa, conocido como papel aislante, este recubre a los devanados de alta y baja tensión; el aislante líquido es el aceite, que tiene como función la refrigeración y protección del núcleo del transformador.

El proceso de refrigeración es fundamental al momento de que el transformador está en operación, ya que de este depende que el transformador se mantenga a temperaturas adecuadas, ya que el calor producido por las pérdidas en los transformadores afecta la vida de los aislamientos. En transformadores de potencias de muy alta capacidad (que son los que tienen mayores problemas de refrigeración), se busca que el aceite aislante cumpla también la misión de refrigerante a pesar de que este cuenta con un sistema de ventilación para su refrigeración.

La vida de los transformadores viene determinada por el deterioro de la resistencia mecánica del aislamiento sólido, como también del deterioro de las propiedades dieléctricas del aislamiento líquido.

Por lo que es importante y necesario tener un conocimiento de la composición y de las características que estos elementos cumplen en el transformador, además de los problemas que en estos se presentan.

Las características que deberá tener un material para cumplir con las funciones de aislamiento sólido son las siguientes:

- Alta rigidez dieléctrica
- Constante dieléctrica lo más cercana posible a la del aceite.
- Tangente de delta lo más baja posible (pérdidas dieléctricas bajas).

PAPEL AISLANTE DE LOS TRANSFORMADORES.

Existen varios materiales celulósicos empleados como aislante sólido del transformador, de ellos los más utilizados son el papel Kraft y el cartón prensado

(o pressboard), pero también se utilizan en algunos casos otros materiales como la celulosa de algodón o la madera y también nos podemos encontrar con papeles para aplicaciones especiales (como, por ejemplo, el „papel crêped“, el papel altamente extensible, el papel térmicamente mejorado o el papel prensado 'Diamond dotted').

Papel Kraft

La constante dieléctrica del papel Kraft es de 4,4 mientras que la constante dieléctrica del aceite puede alcanzar valores en torno a 2, por lo que las constantes dieléctricas de ambos materiales no se encuentran demasiado alejadas.

En cuanto a la composición de este tipo de material aislante su fabricación es bastante similar a la del papel comercial (de uso común), encontrándose algunas diferencias relacionadas con el objetivo de evitar que queden en el papel residuos (principalmente ácidos) que puedan provocar que el papel pierda propiedades dieléctricas, un ejemplo de estas modificaciones es cómo en la fabricación del papel Kraft no se utilizan productos para el blanqueamiento del mismo (práctica empleada en la fabricación de papel normal), ya que los compuestos que se emplean para tal efecto provocarían esa pérdida de propiedades dieléctricas. En la fabricación de este tipo de papel también es habitual realizarle tratamientos de compresión para obtener un papel prensado aumentando de este modo

su densidad. Este tipo de papel Kraft presenta un mejor acabado superficial y una mayor resistencia mecánica.



Figura 1.28 Transformador con papel Kraft como aislamiento solido

Cartón prensado o pressboard

El cartón prensado es, principalmente, un conjunto de capas de papel que se unen en fases de la fabricación en las que el material aún está en estado húmedo, consiguiéndose un aislamiento con un grosor superior. Se puede distinguir entre tres tipos de pressboard en función de una serie de parámetros relacionados con su fabricación y con diferentes características y acabado final:

- El primer tipo de cartón prensado es el calandrado. Este tipo de pressboard se fabrica mediante un primer proceso de prensado con un 55 % de humedad.
- El cartón prensado moldeable no es sometido a operaciones de prensado después del proceso de formación de éste. El resultado es un pressboard con un 5% de humedad y con una densidad relativa

de 0.90 y destaca por su gran capacidad para absorber el aceite y por ser muy flexible para tomar determinadas formas en transformadores que requieren características especiales.

- El último tipo de pressboard es el cartón prensado pre-comprimido, en este tipo de cartón el proceso de secado y de prensado se realizan a la vez sobre unas prensas calientes. Este método de fabricación permite obtener un cartón prensado con una fuerte unión entre fibras lo que supone que el material resultante tenga una alta resistencia mecánica y sea muy estable, la densidad relativa de este tipo de pressboard es de 1.25. Destacará por mantener su forma durante su instalación en el transformador y por no variar ésta cuando el cartón prensado se vea sometido a esfuerzos térmicos. Este tipo de pressboard es el más empleado para la mayoría de casos gracias a una mayor estabilidad que los dos tipos anteriormente descritos. Este tipo de cartón es habitualmente empleado para soportar tanto un arrollamiento como el final de éste.

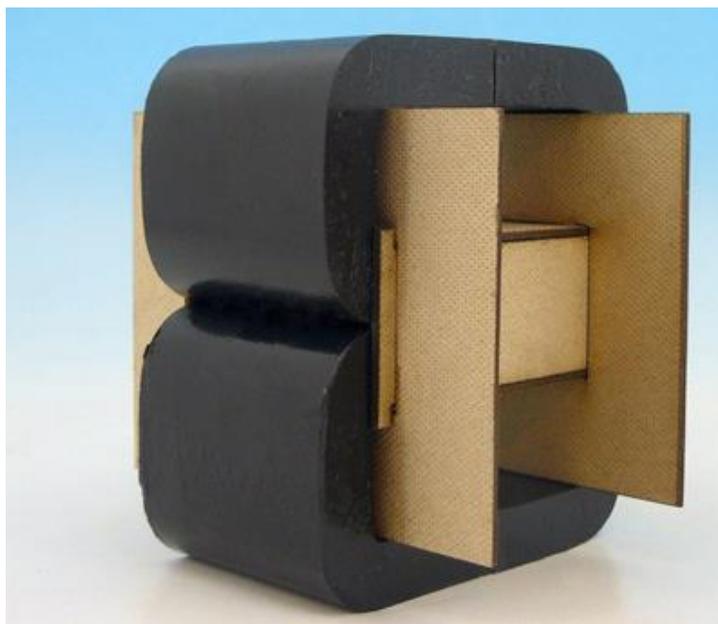


Figura 1.29 cartón prensado o pressboard

AISLAMIENTO LIQUIDO-ACEITE

El fluido aislante que tiene mayor uso en los equipos eléctricos es el aceite mineral. El aceite dieléctrico se observa en (figura 1.30) es un líquido viscoso de color amarillo claro e inodoro, y es un elemento esencial en el funcionamiento del transformador, ya que posee unas excelentes características físicas, químicas y eléctricas para ser utilizado con fines aislantes y refrigerantes.

Las funciones que cumple dentro del transformador son las siguientes:

- Aislar eléctricamente todos los componentes del transformador.
- Proveer de refrigeración eficiente al transformador.
- Proteger los aislantes sólidos para que no absorban humedad del ambiente.
- Proteger al conjunto nucleó-bobina del ataque químico

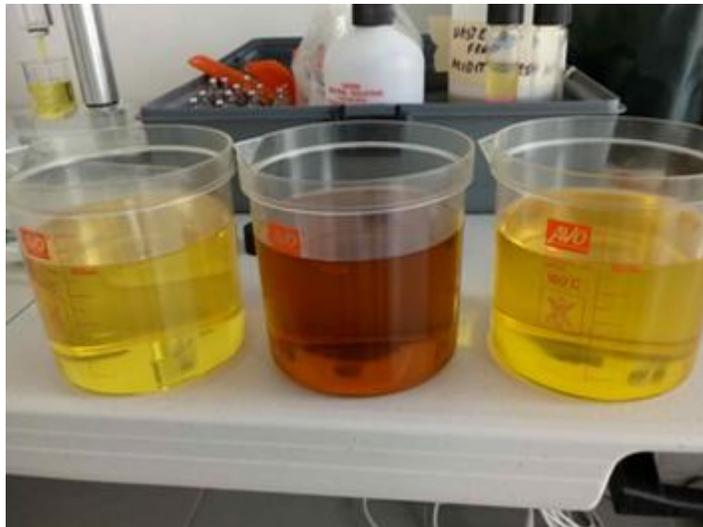


Figura 1.30 aceite dieléctrico

La oxidación se ve influenciada por dos parámetros principales: oxígeno y temperatura. Es de notar que todos los aceites contienen una pequeña cantidad de aire, incluso después de la desgasificación (entre un 0.05 y un 0.25% de oxígeno por volumen). El calor acelera este deterioro.

Los procesos de oxidación se producen por actividad de descargas parciales en micro burbujas, las que generan ozono, elemento especialmente activo en los procesos de oxidación

PROPIEDADES ELÉCTRICAS DEL ACEITE MINERAL.

a) Rigidez dieléctrica.

La propiedad de rigidez dieléctrica de un aceite es la habilidad que tiene de resistir esfuerzos eléctricos sin que se produzca el rompimiento del dieléctrico

b) Rigidez de impulso

Con la rigidez de impulso se mide la habilidad del aceite a resistir condiciones de voltaje debido a maniobras o a descargas eléctricas atmosféricas.

c) TENSIONES DE RUPTURA, VALORES LÍMITE SEGÚN LA NORMA IEC 60422

La norma IEC 60422 especifica los valores permitidos de las tensiones de ruptura del aceite según su tipo y la tensión de trabajo:

Tensión / Tipo	Valores límite U_d kV / 2,5 mm		
	Buenos	Aceptables	Malos
Transformadores de potencia / reactancias ≥ 400 kV Transformadores de potencia > 170 kV ... ≤ 400 kV Transformadores de medida > 170 kV	> 60	50 – 60	< 50
Transformadores de potencia $> 72,5$ kV ... ≤ 170 kV Transformadores de medida ≤ 170 kV	> 50	40 – 50	< 40
Transformadores $\leq 72,5$ kV	> 40	30 – 40	< 30
Conmutadores de tomas en carga	> 25		

Tabla II. valores de tensión de ruptura

CAPÍTULO II

ESTADÍSTICAS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

INTRODUCCIÓN.

Los transformadores de es uno de los elementos principales de la energía. Sistema que determina en gran medida la fiabilidad del suministro eléctrico. La detección de las fallas es extremadamente importante ya que proporciona un alto coeficiente de preparación, reduce las interrupciones y los costos de reparación, así como prolonga la vida útil del transformador de potencia. La investigación de las causas de fallas debido a factores internos o externos, pero los que potencialmente pueden conducir a una falla catastrófica, en este capítulo estudiaremos por medio de estadísticas del CIGRE y otras fuentes los componentes que más fallan en los transformadores de potencia. Así como sus causas de fallas.

ESTADÍSTICAS DE FALLAS INTERNACIONALES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

A continuación, iniciaremos nuestro análisis de fallas con datos obtenidos de fuentes internacionales como El Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE) y otras fuentes obtenidas durante la investigación.

El análisis de las estadísticas de fallas es de gran importancia en la vida útil de un transformador de potencia el proceso de degradación de un transformador debido a fallas conceptuales y fallas aleatorias causan serios daños durante el paso de los años, la vida útil de un transformador de potencia son alrededor de 30 años en condiciones óptimas, por lo tanto una falla de un transformador de potencia son

gastos en el futuro para recuperar y reparar una gran cantidad de transformadores.

El hecho que los transformadores son activos de alto costo de capital y un largo tiempo de entrega, es necesario tener una base historia de fallas en transformadores en la cual se pueda llevar un control cabe mencionar que esto no sería aplicable para un transformador de potencia que presente fallas por desgaste/ envejecimiento.

Curva de Bath para transformador de potencia.

Se representa una curva de Bath de la vida útil del transformador de potencia que durante su ciclo de vida pasara por tres etapas principales

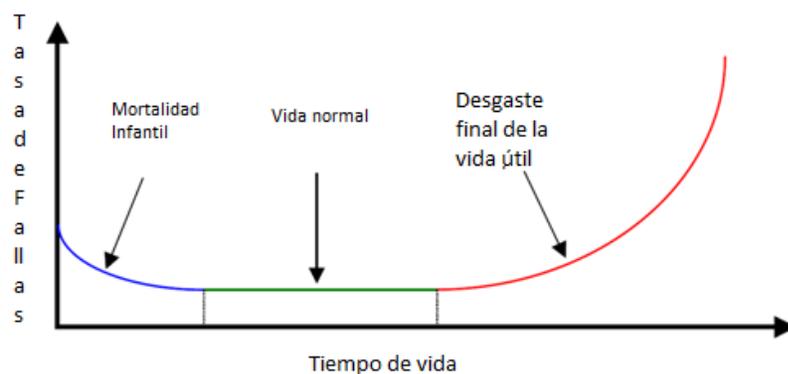


Figura 2.1 Curva de Bath.

Mortalidad infantil: las fallas son las menos esperadas. Los defectos de diseño, fabricación o materiales son causas comunes y requieren del fabricante un análisis profundo de los incidentes. **Vida normal:** también llamada vida útil donde pueden ocurrir fallas aleatorias. Este es el fallo constante más bajo. **Desgaste por el final de la vida útil:** el desgaste hace que los transformadores fallen más a menudo y denotan el final de la vida útil.

Crear el modelo de las fallas de transformadores, ayudaría a la vida útil del transformador por sus características y modelar las fallas con precisión.

A. Modelo de fallas conceptuales.

Esta falla en transformadores de potencia ocurre cuando la fuerza de resistencia de un transformador sobrepasa con respecto a una de sus propiedades la capacidad electromagnética, resistencia dieléctrica y resistencia mecánica fallan. Y causan daños severos que dejan fuera al transformador y hay daños en bobinas, niveles elevados de gases, la resistencia dieléctrica disminuye.

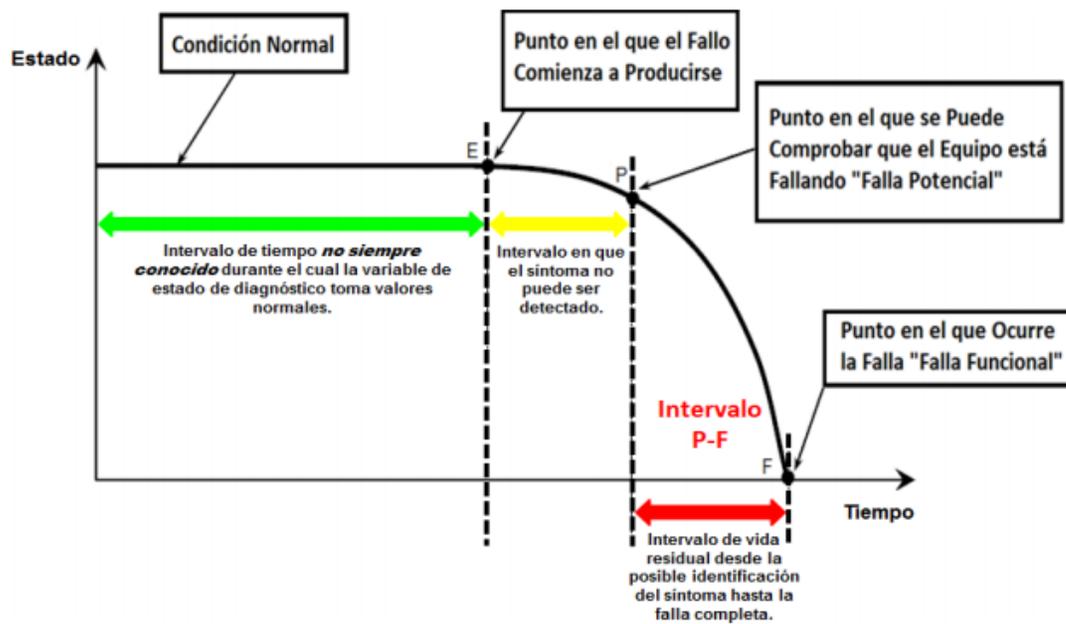


Figura 2.2 Modelo conceptual de falla de transformadores (Zhou, Zhongdong Wang, & Jarman, 2014)

Aunque los orígenes o causas reales de falla pueden ser diferentes de transformador a transformador, una falla conceptual todavía se puede adoptar para ilustrar el general modos de fallas de transformadores, que representan sus estadísticas características En la figura 2.1, "fuerza" y "estrés" son términos genéricos utilizados para cubrir cualquiera de los mencionados anteriormente propiedades y tensiones. Las fallas ocurrieron en el momento y representar dos tipos de modos de falla (es decir, falla relacionada con el envejecimiento y falla aleatoria, respectivamente).

1) *Definición de fallas relacionadas con el envejecimiento:* durante el curso de su vida, un transformador experimentará daños irreversibles cambia su capacidad de servicio y esto se define como el envejecimiento. Debido a la existencia de estos procesos de envejecimiento, Las resistencias del transformador disminuyen gradualmente y puede deteriorarse más rápido de lo normal si alguna anomalía o deterioro proceso de deterioro estructural se produce.

2) *Definición de fallas aleatorias:* los otros tipos de fallas ocurriendo en el tiempo, como se muestra en la Figura 1, son los causados por las tensiones aleatorias que exceden accidentalmente las fuerzas de un transformador.

Este tipo de falla se denomina en adelante fallo aleatorio Aunque puede ocurrir a lo largo de la vida de un transformador, para una flota de transformadores, las fallas aleatorias, sin embargo, son los más destacados observados a edades más tempranas.

A continuación, mostramos gráficos estadísticos donde se muestran los elementos que acumulan la mayor cantidad de fallas.

ESTADÍSTICAS DE FALLAS DE CIGRE.

La estadística se recopiló de 13 países en diferentes continentes, que cubren transformadores de edad de 20 años. Se revela la información que los orígenes de las fallas aleatorias están principalmente relacionados a los accesorios del transformador en lugar del tanque principal en sí, donde las fallas del cambiador de tap ocupan el 41% de las fallas totales. Se representan en la Figura 2.2.

La encuesta también señaló que las fallas relacionadas con el envejecimiento tienden para no ser obvio en edades más tempranas. Las experiencias de la Compañía de Ingeniería, que es, hasta ahora, la mayoría. Las fallas de los transformadores no se deben a la vejez, sino a ciertas limitaciones en el proceso

de diseño y fabricación, o debido a algunos daños localizados causados durante operaciones y mantenimiento

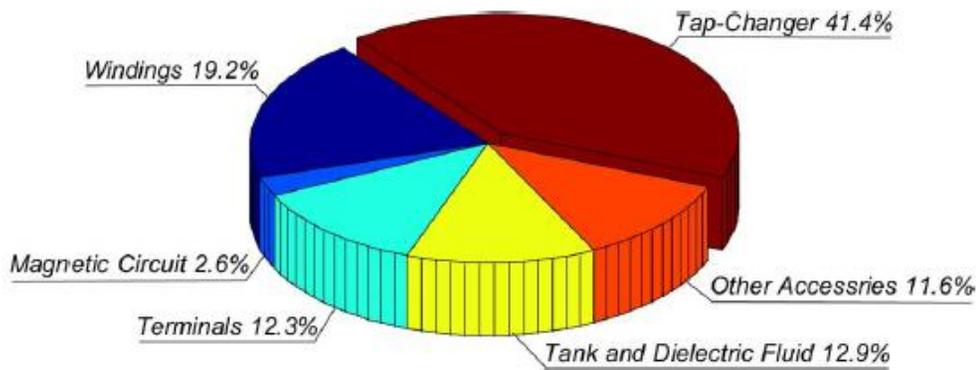


Figura 2.3 Datos estadísticos de fallas tomados de la base de datos de CIGRE. (Zhou, Zhongdong Wang, & Jarman, 2014)

CIGRE	
Devanados	19.2%
Núcleo	2.6%
Cambiador de TAP	41.4%
Bushing	12.3%
Tanque y aceite	12.9%
Accesorios	11.6%

Estadísticas de fallas de transformadores de potencia en cuba

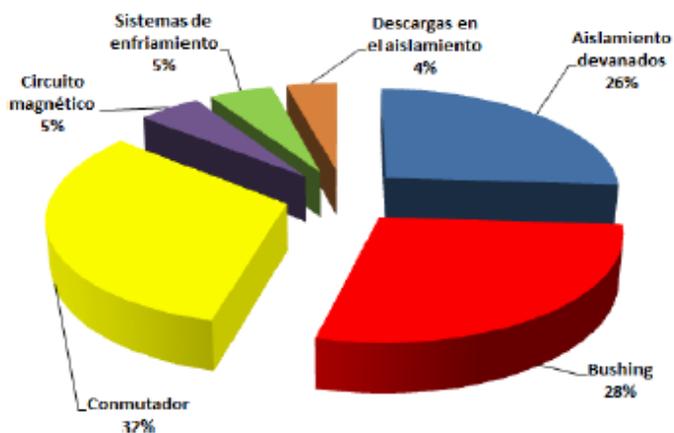


Figura 2.4 Principales fallas funcionales en transformadores de potencia, Cuba

En la Tabla 1. Resumen de causas de falla de los transformadores de potencia en México, Argentina y Cuba. se muestra una comparación de las fallas coincidentes para México, Argentina y Cuba, de igual forma se unifican las diferencias existentes en “otras causas”.

Causas de Fallas en %	País		
	México	Argentina	Cuba
Aislamiento Devanado	49	24.39	30
Bushings	26	46.34	28
Comutador bajo Carga (CBC)	10	7.32	32
Otras Causas	15	21.95	10

Tabla III. Resumen de causas de falla de los transformadores de potencia en México, Argentina y Cuba.

Como síntesis de lo anterior se puede observar que las fallas más frecuentes en transformadores de potencia se deben a problemas en devanados y bushings, aunque en Cuba el mayor porcentaje se atribuye al CBC. De la Tabla III. Resumen de causas de falla de los transformadores de potencia en México, Argentina y Cuba. se puede inferir que para los tres países analizados la desviación estándar de fallas por partes componentes, así como su dispersión es elevada, lo cual

arrojaría un resultado poco confiable si se toma el valor promedio para la realización del posterior Análisis de Criticidad (AC).

ISAGEN (Empresa colombiana de distribución y soluciones eléctricas)

El último estudio de confiabilidad del transformador muestra a los devanados con un 45% como causa principal de fallas en transformadores, seguido por conmutadores de tomas bajo carga con 26%, bushings con 17% y salida de puntas con 7%. Los demás componentes del transformador desempeñan un papel menor en las estadísticas de fallas, como se resume en la Figura 2.5.

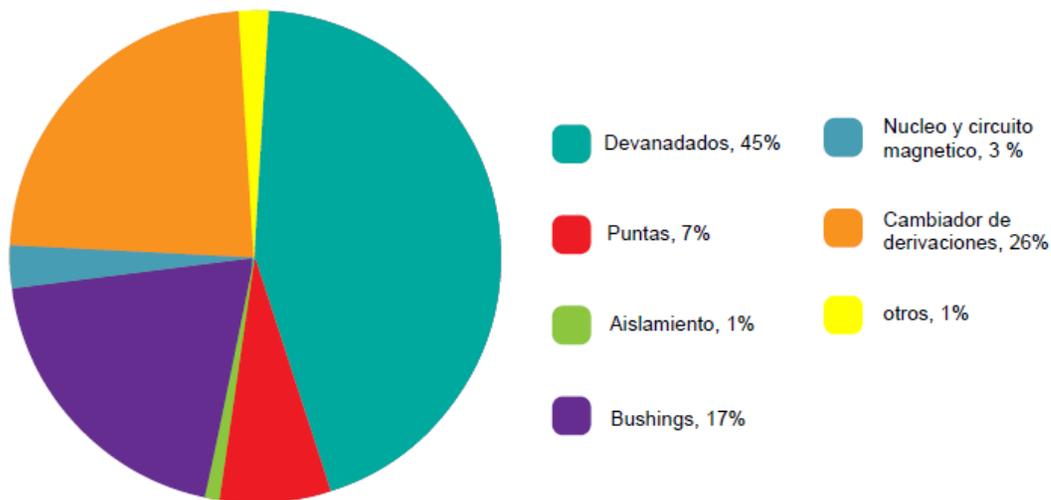


Figura 2.5 Estadísticas de fallas (Cruz, 2017)

Componentes principales del transformador, mecanismo de falla y parámetros medidos para el diagnóstico del mecanismo de fallas

Cada falla incipiente en un transformador generará signos detectables de su apariencia. Estos signos pueden ser de naturaleza química, eléctrica, óptica o acústica, pero la mayoría de las veces una combinación de estos.

Tanque principal del transformador.

La principal preocupación con respecto al tanque principal del transformador es la integridad dieléctrica del sistema de aislamiento (aceite, papel y aislamiento sólido), así como el envejecimiento acelerado por sobrecalentamiento y humedad. Esto está estrechamente relacionado con el peligro de formación de burbujas en la presencia de alta humedad y el contenido de gases disueltos combinados con altas temperaturas.

La humedad y el sobrecalentamiento acelerarán el envejecimiento de la celulosa y esto, a su vez, dará como resultado la formación de productos de descomposición de la celulosa como furanos y agua, lo que acelerará aún más el envejecimiento. En cierto punto, el aislamiento del papel perderá sus propiedades mecánicas hasta que no sea capaz de soportar cualquier tensión mecánica y haga que el transformador falle.

Las partes sueltas, los bordes afilados, la de laminación del aislamiento sólido, las partículas conductoras en el aceite, los contactos defectuosos y las burbujas de gas en el aceite tienen el potencial de debilitar el sistema del aislamiento líquido y sólido y crear descargas parciales y arco eléctrico. Las fuertes descargas como resultado de estos defectos descompondrán el aislamiento de aceite / papel y / o erosionarán el material conductor.

Otras fallas pueden ser causadas por el sobrecalentamiento local y el deterioro debido a malos contactos, circulación de la corriente de tierra del núcleo o conexiones defectuosas o faltantes del núcleo a tierra y de blindajes magnéticos o eléctricos.

Conmutador de tomas bajo carga

El conmutador de tomas bajo carga es la única parte en un transformador que se moverá activamente. El desgaste de sus partes mecánicas y contactos juegan un papel importante, así como también el desempeño del motor.

El desgaste de los contactos del conmutador de tomas bajo carga se produce cuando este opera para mantener un voltaje deseado con cargas variables. Este desgaste es una característica normal de operación, pero el desgaste puede acelerarse por una aplicación incorrecta, una instalación defectuosa y sobrecargas. Si no se corrige una situación de desgaste excesivo, los contactos se pueden quemar y quedarse abiertos o soldarse. Las fallas del conmutador de tomas bajo carga pueden ser combinaciones de fallas mecánicas, eléctricas o térmicas. Las fallas que son de naturaleza mecánica incluyen fallas de muelles, cojinetes, ejes, motores y mecanismos de accionamiento. Las fallas que son de naturaleza eléctrica y que pueden dar como resultado una condición térmica detectable pueden atribuirse a la carbonización de contactos, la quema de contactos y / o resistencias de transición y problemas de aislamiento.

Sistema de enfriamiento del transformador

La principal preocupación con respecto al sistema de enfriamiento es mantener su eficiencia de enfriamiento manteniendo la capacidad de transferencia de calor original del transformador.

Para cumplir con esta condición, es necesario evitar cualquier bloqueo de las superficies a través de las cuales se disipa el calor y mantener el flujo de aceite y de aire a través de los radiadores o enfriadores y el flujo de aceite a través de los devanados. La formación de lodo, causada por la oxidación del aceite, se acumulará lentamente y se depositará en los devanados y el núcleo, también puede llegar a bloquear los conductos de aceite de los devanados y radiadores o enfriadores, como resultado la temperatura aumentará con el tiempo bajo las mismas condiciones de carga del transformador.

El sistema de convección natural y enfriamiento forzado son los métodos más utilizados para eliminar el calor del transformador. En el sistema de enfriamiento forzado de aceite, se utilizan bombas para hacer circular el aceite a través de los radiadores o enfriadores y los devanados; los ventiladores se utilizan para hacer circular el aire a través de las aletas de los radiadores o enfriadores. En otros

sistemas de enfriamiento se utiliza agua en lugar de aire como medio de refrigeración y también se usan bombas para hacer circular el agua. Si el sistema de enfriamiento es perturbado por la mala función de los ventiladores o bombas, la temperatura también aumentará con el tiempo mientras el transformador está en las mismas condiciones de carga.

Bushings

Los bushings son un componente crítico en la transmisión de la energía. Permiten la transferencia de las corrientes de carga del interior y exterior de compartimientos metálicos aterrizados a las tensiones del sistema, y a menudo están expuestos a permanentes esfuerzos dieléctricos. Para altos voltajes, normalmente por encima de 36 kV, se utilizan bushings tipo capacitivo. Las principales causas de falla para este tipo de bushings son la humedad, los arcos parciales debido a sobretensiones o al deterioro previo debido a descargas parciales o fugas en el caso de bushings cuyo núcleo está compuesto de papel impregnado en aceite.

DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS MONITOREADOS

Para los transformadores que se fabrican hoy en día, encontramos docenas de dispositivos de monitoreo analógicos y varias soluciones de monitoreo electrónico. Aunque puede parecer abrumadora, la tecnología actual para la supervisión de transformadores de potencia puede reducirse a los siguientes tipos principales de parámetros:

Temperatura

Además de los sensores de temperatura convencionales, que se utilizan para medir la temperatura del aceite superior e inferior y la simulación de la temperatura del punto más caliente de los devanados, los sensores de fibra óptica para la medición directa de las temperaturas del punto más caliente se utilizan hoy en día con mayor frecuencia. Los sensores de fibra óptica se instalan durante el proceso de bobinado de los devanados y duran toda la vida del transformador. Junto con la

medición de la temperatura superior del aceite y de la parte inferior del aceite, proporcionan un modelo térmico altamente preciso para calcular la capacidad dinámica real de un transformador, la cual representa una de las bases para los modelos de envejecimiento, humedad y temperatura de burbujeo. Estas mediciones son instantáneas y complementan el análisis de gases disueltos y la medición de descargas parciales.

Análisis de gases disueltos

Estos sensores proporcionan datos muy precisos de ppm de los gases clave disueltos en el aceite del transformador. El modelo de análisis de gases disueltos hoy en día ha madurado después de casi dos décadas de aplicación en la industria. Los modelos de evaluación de análisis de gases disueltos más avanzados proporcionan evaluaciones de estado de condición en función de las combinaciones y concentraciones de los diferentes gases, como una información más fácil de entender para el usuario. El análisis se retrasa a menudo por horas en función de las condiciones internas y de la capacidad de distribución del gas dentro del aceite. Sin embargo, el análisis está limitado a mostrar los síntomas y requiere de ciertos análisis adicionales para identificar la fuente de problemas en evolución. El uso de otros sensores para confirmar y complementar este modelo es la clave para un monitoreo integral.

Descargas Parciales

Aunque relativamente nueva, la aplicación en transformadores (primera instalación en un transformador comercial en 2006), las técnicas de descargas parciales UHF han demostrado ser precisas y confiables en otros activos eléctricos (subestaciones aisladas en gas SF6) durante casi dos décadas. Los sensores UHF se combinan para el monitoreo continuo en línea y ofrecen más sensibilidad en comparación con los métodos acústico y eléctrico (IEC 60270). El monitoreo de descargas parciales utilizando el método UHF ya ha demostrado que puede identificar problemas en evolución mucho antes que cualquier otro método de monitoreo. El reconocimiento de patrones de descargas parciales utilizando ANN

(Redes Neuronales Artificiales) y Análisis de parámetros puede verificarse mediante un modelo de análisis de gases disueltos para proporcionar una reconfirmación excelente. Para transformadores con tres o más sensores, el método del tiempo de vuelo puede usarse para localizar y encontrar la fuente con mucha precisión. La localización de la fuente de descargas parciales, la evolución de la falla y la evaluación integral de riesgos es una de las piezas de información más importantes para evaluar el estado de un transformador y para decidir si el problema se puede solucionar en el sitio o si debe reemplazarse.

Humedad

El sensor de humedad se combina generalmente con el sensor de gases disueltos. La simple lectura de la humedad en el aceite se utiliza para crear el modelo de humedad en el aceite.

Al comparar las tendencias de la humedad en el aceite con la carga real del transformador, el modelo térmico y el uso del modelo de humedad en aislamiento, se puede estimar la humedad en el aislamiento y su influencia en la aceleración del índice de envejecimiento de celulosa, reducción de la resistencia dieléctrica, formación de burbujas y fallas dieléctricas y descargas parciales en el aislamiento. Estos modelos son relativamente menos precisos en comparación con los modelos de análisis de gases disueltos, térmicos y descargas parciales. Sin embargo, combinados representan con precisión los cálculos de vida restante y la capacidad dinámica real de un transformador.

Tangente delta y capacitancia de bushings

La medición precisa de tangente delta y capacitancia es posible usando el método de voltaje de referencia. La comparación de la corriente de fuga con una señal de voltaje de referencia de la misma fase es la clave para una evaluación fiable de la condición de los bushings. Además de los cambios drásticos en términos de fallas parciales o tangente delta, la precisión de este método permite la detección de

pequeños cambios de tangente delta, incluso hasta la detección de humedad incipiente. Ciertos modelos analíticos y de correlación permiten distinguir entre diferentes tipos de defectos. El método de monitoreo de descargas parciales, que utiliza el bushing como capacitor de acoplamiento (método IEC 60270), es menos eficiente para la evaluación de la condición del bushing porque es difícil distinguir el origen de una descarga (externa / interna) y debido a las descargas normalmente de bajo nivel de los bushings comparadas con otras fuentes de descarga.

Parámetros del conmutador de tomas bajo carga

Los parámetros principales para una evaluación exitosa de la condición de un conmutador bajo carga son la posición del conmutador, cantidad de operaciones, tiempo de conmutación, corriente del motor, par del motor, y la diferencia de temperatura entre el tanque principal y el compartimento del conmutador bajo carga.

Parámetros del sistema de enfriamiento

La operación y la eficiencia del sistema de enfriamiento se determinan mediante la medición de la temperatura de entrada y salida de los bancos de radiadores o enfriadores. A menudo es suficiente utilizar simplemente la temperatura del aceite superior e inferior del tanque principal. Para detectar fallas incipientes del sistema de enfriamiento, generalmente se monitorean las corrientes de ventiladores y bombas, el flujo de aceite y la tensión de alimentación y de control al equipo de enfriamiento. El modelo de eficiencia de enfriamiento puede utilizarse para controlar ventiladores y bombas y compensar por la reducción de la eficiencia hasta donde sea viable mientras se corrige el problema.

Modelos matemáticos para fallas de transformadores

Matemáticamente, las fallas aleatorias se caracterizan por la tasa de falla instantánea que permanece relativamente constante durante tiempo, correspondiente a la región plana de la curva de la bañera, mientras que las fallas relacionadas con el envejecimiento se caracterizan por un aumento de la tasa de falla instantánea con la edad, correspondiente a la fase de fondo de la curva de la bañera. Ambos modos de falla puede ser representado por la distribución Weibull de dos parámetros funciona desde este tipo de distribución, con diferentes parametros, es flexible para representar diferentes relaciones de tasa de falla instantánea ver su edad.

La función de distribución acumulativa (CDF) de los dos parámetros de distribución de Weibull se da como

$$F_x(x; \eta, \beta) = 1 - \exp[-(x/\eta)^\beta]$$

Donde

X = Tiempo de falla expresado como una variable

n = Parámetro de escala

B = Parámetro de forma

La tasa de falla instantánea versus la relación de edad del Distribución Weibull $h(x)$ como se muestra en la formula

$$h(x) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{x}{\eta}\right)^{(\beta-1)}$$

$h(x)$ está determinado por el valor del parámetro de forma ese:

- $\beta = 1$ representa las "fallas aleatorias" donde la tasa de falla instantánea permanece constante en el tiempo

- $\beta > 1$ representa las "fallas relacionadas con el envejecimiento" donde La tasa de falla instantánea aumenta con la edad

En cuanto al parámetro de escala, representa la edad por la cual se espera que el 63.2% de las unidades de vida del transformador hayan fallado. Por el caso extremo de $\beta=1$, cuando se trata de fallas aleatorias, la vida media de la distribución es igual al valor de η .

En este artículo, modelos de falla aleatorios y relacionados con el envejecimiento están representados matemáticamente por las funciones de distribución de Weibull y los parámetros se eligen como $Fx(x,500,1)$ y $Fx(x,100,5)$, que representa la comprensión actual de una empresa de servicios públicos en el nivel de tasa de falla aleatoria y falla relacionada con la tasa de envejecimiento, respectivamente.

CAPITULO III.

GUÍA PARA LA INVESTIGACIÓN DE FALLAS Y DOCUMENTACIÓN PARA UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Introducción.

En la presente guía trataremos de mecanizar los pasos a seguir para abordar una falla de un transformador, también será una guía para diagnosticar la salud de un transformador, mecánica y eléctricamente.

Siendo específicos tomaremos nuestros datos para crear dicha guía teniendo el diagrama de flujo que presenta la IEEE Std C57.125, en la parte que se requiere hacer análisis tomaremos la norma IEEE Std C57.140 y para la partes de las pruebas que se le harán periódicamente, también pruebas para saber el estado del transformador que están descritas en la IEEE Std C57.152.

Siguiendo una supuesta falla.

La guía también tratará de descartar las fallas que sean momentáneas pero que hizo que se disparara alguna protección y desconectar el transformador de la línea. La decisión de que hacer después de un disparo por el equipo protector del mismo, varía dependiendo de las circunstancias, la aplicación del transformador, valor del transformador o importancia del transformador.

En la práctica, los procedimientos de operativos de las compañías dictan la secuencia de eventos a seguir después del aislamiento del transformador. Sin embargo, re-energizar un transformador con una falla interna incrementa el riesgo de daño.

Diagrama de flujo para la investigación de una falla.

Para muchas empresas puede ser deseable realizar ciertas pruebas, en la Figura 3.1 se ha tomado el diagrama de flujo que toma la norma IEEE Std C57.125-2015 y que ha sido desarrollado para tomar la determinación y investigación de un transformador fallado. Este diagrama de flujo será nuestra columna vertebral para el trabajo de graduación.

Los pasos a seguir de dicho diagrama de flujo nos guiará a sacar de servicio un transformador o retornarlo al servicio en línea. Y antes de retornar el transformador al servicio, es recomendable hacer las pruebas seleccionadas para comprobar si el transformador está en buenas condiciones que incluye las pruebas de puesta en servicio que están descritas en la IEEE Std C57.152, Siguiendo la puesta en servicio es altamente recomendable que los transformadores sean monitoreados periódicamente tanto con pruebas eléctricas que incluyan la prueba de gases disueltos (DGA) por sus siglas en inglés (dissolved gas analysis). Y si un transformador será sacado de línea es recomendable tomarle la prueba de grado de polimerización (DP) por sus siglas en inglés (Degree of polymerization) y la prueba de cantidad de agua en concordancia con la norma IEEE Std C57.140.

Recopilación de datos.

Propósito general.

La recopilación de datos y la cooperación entre todos los niveles de la compañía puede agilizar la investigación a realizar y mejorar la precisión en el diagnóstico.

Es importante que el fabricante esté informado que el equipo fallo, especialmente si el equipo está en garantía. El fabricante siempre debe de dar información, particularmente de las pruebas hechas en la fábrica, y el historial de inspección.

Preparación.

La preparación antes de viajar al sitio ayuda a la investigación de sitio. La investigación de la falla en el sitio es similar al trabajo de un detective; tiene que tener un sentido de curiosidad y la objetividad es vital.

Es recomendable que se tenga un historial de fallas y reparaciones o mantenimiento de dicho transformador.

Seguridad.

Debido a que este tema es muy extenso por su importancia de seguridad abordaremos los puntos más importantes para realizar pruebas de investigación en un transformador de potencia respetando las 5 reglas de oro. Pero daremos unos pequeños consejos de seguridad también hablaremos sobre los tipos de peligros que estamos expuestos al momento de darle mantenimiento a un transformador de potencia.

Pasos a seguir para crear un ambiente seguro durante el trabajo.

Antes de cualquier test que se le realice al transformador, tienen que comprobarse su seguridad en base a los siguientes pasos.

- Determine todas las fuentes eléctricas posibles al transformador de potencia. Verifique los diagramas y etiquetas de identificación de una sola línea de tiempo actualizada y aplicable.
- Después de interrumpir adecuadamente la corriente de carga, abra los dispositivos de desconexión al transformador de potencia.
- Donde sea posible, verifique visualmente que las cuchillas de los dispositivos de desconexión estén completamente abiertas o que los disyuntores extraíbles se retiren a la posición completamente desconectada.

- Aplique dispositivos de bloqueo / etiquetado de acuerdo con un procedimiento establecido de la compañía.
- Use un detector de voltaje de capacidad adecuada para probar cada conductor de cada una de las fases o parte del circuito para verificar que estén des-energizados. Antes y después de cada prueba, determine que el detector de voltaje está funcionando satisfactoriamente. Prueba antes de tocar.
- Donde exista la posibilidad de voltajes inducidos o energía eléctrica almacenada, conecte a tierra los conductores de fase o las partes del circuito antes de tocarlos. Cuando los conductores o las partes del circuito que están siendo des-energizadas puedan entrar en contacto con otros conductores o partes del circuito energizados expuestos, aplique dispositivos de conexión a tierra, portátiles clasificados para el servicio de falla disponible.
- El uso de los terrenos de trabajo debe cumplir con las pautas establecidas de la compañía y las reglas, regulaciones, requisitos y precauciones de seguridad. Para obtener más información, consulte ASTM F855-2009 [B10].6
- El propietario del transformador debe emitir un permiso de trabajo seguro para el personal de mantenimiento y pruebas.
- Antes de realizar cualquier prueba en el transformador, debe haber una reunión en el lugar de trabajo de las personas involucradas o afectadas por la prueba. El procedimiento de prueba debe ser discutido para que haya una comprensión clara de todos los aspectos del trabajo a realizar. Se requiere un énfasis particular para evaluar los riesgos del personal y las precauciones de seguridad asociadas con estos riesgos. Además, se deben analizar los procedimientos y las precauciones para ayudar a garantizar la

producción de resultados de prueba significativos sin someter la muestra a riesgos innecesarios.

- Deben asignarse responsabilidades para las diversas tareas involucradas en la realización de la prueba.³

Investigación en el sitio.

Crear una línea de tiempo a partir de la inspección de un transformador fallado es muy importante. Los datos y otra evidencia que se pueda tener pueden ser destruida en algún movimiento del transformador o cambios de la configuración del sistema. Por lo tanto la recolección de datos y las pruebas deben proceder lo más antes posible.

Las cuadrillas del personal casi siempre están en el sitio antes de las investigaciones. Deben darse instrucciones al personal para que cesen toda protocolo de regreso al servicio hasta que lleguen los investigadores para que no contaminen la evidencia para que tenga el mínimo impacto negativo en el trabajo investigativo. Si hay alguna preocupación de seguridad y las cuadrillas están en el sitio debe tomar acciones que salvaguarden su seguridad aunque contaminen la evidencia de la falla, deben tomarse fotos y notas con sumo cuidado. Toda la información recopilada por las cuadrillas debe ser entregada a los equipos de investigación, que se hayan designado para esa tarea, a su llegada al lugar.

Personas familiarizadas con el lugar, el transformador, el área en general y con conocimientos de mantenimiento deben ser parte del equipo de investigación.

Es preferible que al menos dos personas inspeccionen el transformador inicialmente. Dos personas den soporte, discutan lo encontrado, y se determine los siguientes pasos a seguir.

³ Estos pasos son obtenidos del IEEE std C57.125-2015 "IEEE Guide for Failure Investigation, Documentation, Analysis, and Reporting for Power Transformers and Shunt", en la página 21.

Para tener todos en orden proponemos del STD IEEE C57-125 que nos habla sobre los ítems que pueden ser de suma importancia a la hora de la investigación que incluyan las condiciones en el tiempo de la falla, inspecciones físicas del transformador después de la falla y las condiciones eléctricas del transformador seguido de la falla.

Pruebas eléctricas.

Antes de realizar cualquier prueba debe asegurarse de cumplir las normas y tomar precauciones para asegurar que todo está debidamente desconectado, asegurarse que el transformador esté desconectado de todos los servicios auxiliares y debidamente puesto a tierra. Las pruebas eléctricas no deben realizarse hasta luego de hacer las debidas pruebas para detectar gas combustible y estar seguros de ello. Será un checklist sugerido para las pruebas eléctricas. Es recomendable que el usuario consulte con las instrucciones del fabricante las instrucciones de seguridad que recomienda, la información y los materiales.

Muestras, pruebas de gases y aceite de aislamiento.

Sin importar lo que haya pasado al transformador como tanque roto, fuego o sin ningún daño externo, muestras del aceite deben ser tomadas para pruebas de campo y de laboratorio para hacer más pruebas después. Las muestras deben ser tomadas antes de que el transformador sea abierto para inspección. La tabla VIII es una lista sugerida de pruebas de gas y de aceite.

Pruebas enfocadas.

Las pruebas de gas pueden proporcionar información sobre la categoría del problema del transformador. IEEE Std C57.104TM clasifica estos problemas.. El orden de las pruebas que se muestran no solo refleja la importancia de la prueba con respecto a la localización de la falla, sino que también tiene en cuenta la facilidad de rendimiento y la probabilidad de disponibilidad del equipo. Debe

reconocerse que los resultados DGA (como se describe en IEEE Std C57.104) de las pruebas en muestras tomadas antes de la falla pueden ser más significativos que los resultados en muestras tomadas después de que se haya producido una falla o disparo. Las fallas de los transformadores pueden producir gases combustibles, pero puede haber tiempos de transporte para que los gases lleguen al puerto de la muestra. Estos tiempos pueden ser tan altos como 24 horas.

Inspección interna del tanque o cuba.

Una inspección interna en el sitio del transformador fallado usualmente garantiza la determinación del lugar de la falla y la extensión de la falla. Las precauciones de seguridad deben ser tomadas en cuenta en todo momento, tal como estar monitoreando el contenido de oxígeno mínimo necesario, limpiando con aire seco, y teniendo una buena ventilación para el personal dentro del tanque. Para las unidades selladas para gases, quitar toda la presión antes de remover las tapas de acceso. El usuario debe consultar con el fabricante las instrucciones y medidas a tomar.

Primero, en el interior debe ser inspeccionado visualmente desde afuera del transformador removiendo las tapas de acceso. Estar seguro de que todo el líquido aislante o aceite aislante deben estar en sus rangos donde no se derrame nada al ser abierto las tapas de acceso.

Drenar todo el líquido aislante puede causar un esparcimiento de contaminación en todo el núcleo y el arrollamiento si la contaminación o las impurezas están flotando en la superficie. Una inspección visual a través del puerto de inspección debe ser tomada antes de que llegue a los niveles del núcleo y arrollamiento, luego se drena el aceite. Tomar en cuenta que hay transformadores que pueden ser reparados en el sitio. Tomar las medidas necesarias para no generar más fallos dentro del proceso de investigación.

Es necesario remover el aceite del transformador antes de entrar al tanque para la inspección interna. Un colador especial debe ser usado para evitar que los

escombros se atasquen en la bomba drenadora y el filtro debe capturar toda evidencia de él. El proceso de drenar el aceite debe ser seguido de limpiar con aire seco a una presión positiva segura. Tomar las precauciones adecuadas con respecto a la contaminación de PCB en concordancia con las regulaciones y reglas aplicables.

Cuando el aceite está siendo removido, el tiempo de exposición debe lo más corto posible, para así mantener los niveles de humedad que entran al tanque sean los mínimos posibles. Cuando la investigación en el sitio está completa, las tapas de acceso deben ser correctamente sellada con sellos nuevos y inyectarle aire seco.

Investigación fuera del sitio.

Historial del fabricante.

La información que nos brinda el fabricante es de suma importancia, tales como lo que tenga que ver con el diseño, incluyendo los diagramas internos, saber la construcción de la unidad es necesaria para hacer un análisis objetivo de las fallas.

Los archivos de los reportes de calidad, los resultados de las pruebas, las especificaciones, fotografías tomadas del núcleo y el devanado antes de meterlo al tanque, y las especificaciones de diseño deben ser revisados.

Historial de envío y de instalación.

Los archivos a ser revisados serán el FRA, los reportes de impacto, las condiciones de almacenamientos antes de la instalación, el ensamblado en el terreno, los procedimientos de llenado del aceite aislante, fecha de energización, el clima en el momento de la instalación, archivos de las pruebas de instalación.

Historial de operación.

Los límites de carga de diseño de la unidad deben ser especificados y conocidos. Debe ser incluido en los datos de placa cualquier información de diseño adicional

que el fabricante puede suplir. La información de carga, incluida cargas inusuales, pueden ser de vital relevancia. Detalles de los sistemas de protección de, sus configuraciones, su operación y sus pruebas funcionales pueden ser útiles. Datos almacenados de ocurrencias inusuales, un historial del sistema de fallas, y el conocimiento de otros sistemas similares todo es importante tenerlos a la mano. Datos de las variaciones de voltaje, ya sea incidencias de rayo, es un factor importante.

Historial de mantenimiento.

Las rutinas de mantenimiento, las fechas, los tipos de mantenimiento son importantes que sean consultados. Las tendencias de los resultados históricos de las pruebas son importantes para la investigación. Los datos almacenados de las modificaciones y reparaciones deben ser revisadas.

Historial de fallas.

El historial de fallas del usuario debe ser considerado para establecer un archivo de fallas de unidades idénticas o similares y de unidades en la misma área. Una atención particular debe ser entregada para las áreas dañadas y la evidencia encontrada en investigaciones previas.

Desmontado y desensamblado.

Identificar una causa de falla puede necesitar el desensamblado del transformador. Planeado, y un acercamiento sistemático debe ser usado. Debe haber un acuerdo entre el fabricante o el los encargados de reparar y el usuario para ser enviado al lugar de desensamblado. Debe ser planeado la programación para que todas las partes tengan la oportunidad de ser testigos en las varias etapas del desensamblado. Es recomendable tomar fotos de cada etapa crítica para que quede guardado el mantenimiento. La tabla XI muestra una lista para ser usado durante el de ensamblado.

Documentación de un transformador.

Base de datos.

El sistema de registro y la recolección de los datos descritos en este apartado están hechos para el análisis de confiabilidad de transformadores de potencia. Los principios descritos pueden ser igualmente usados por usuarios, fabricantes, investigadores o alguna organización que desee establecer un sistema para su propia población de transformadores con el fin de establecer prácticas de gestión de activos o garantía de control de calidad.

Los tipos de diseños, la aplicación, las prácticas de mantenimiento, los perfiles térmicos y de carga, etc., pueden dar como resultado grupos diversos de muestras de las que se recopilan datos. Los niveles de confianza dependen del experto y puedan aplicarse para determinar si hay suficientes datos disponibles para sacar conclusiones válidas. Hay que dejar en claro que los datos históricos recopilados pueden ayudar a predecir la confiabilidad de futuras instalaciones. Estos datos son útiles para señalar áreas de alto riesgo en el diseño, aplicación, instalación, operación y mantenimiento de los transformadores de potencia que deben tenerse en cuenta para predecir confiabilidad futura.

Esta tesis pretende fomentar la recopilación de datos suficientes para permitir la investigación de todos los efectos sobre la confiabilidad del transformador, incluida la aplicación, los métodos de instalación, las prácticas de operación y mantenimiento, el diseño, la construcción y las pruebas del transformador; proporcionar la suficiente información y ejemplos para promover el análisis de datos que sea significativo y matemáticamente correcto; y para mejorar la consistencia de la nomenclatura y la compatibilidad de esfuerzos similares.

Todo esto debido a la poca información que se tiene a nivel nacional y fomentar a futuras generaciones que tomen en cuenta la recopilación para tener certeza de los problemas que aquejan a El Salvador.

Principios Guía.⁴

Los siguientes principios se han identificado como importantes para la aplicación exitosa de esta cláusula:

- No se debe ingresar ningún transformador como miembro de la población a menos que exista la intención de implementar un sistema para informar sobre fallas y retirar ese transformador de la población cuando sea apropiado.
- Al calcular los años de servicio acumulados del transformador, se debe tomar en cuenta el tiempo excluyente cuando un transformador se desenergiza por un período mayor a tres meses.
- Solo se debe utilizar una falla, que provocó una interrupción forzada, para calcular una tasa de falla con fines estadísticos. Esto se utiliza para el análisis estadístico en estudios matemáticos del sistema. Se deben realizar otros informes utilizando fallas con interrupciones programadas y defectos. La tabulación de los cortes programados y defectos debe buscarse agresivamente desde el punto de vista de la mejora de la confiabilidad. Debe reconocerse que la mejora de la fiabilidad es diferente de la medición de la fiabilidad. La medición cuantitativa de la confiabilidad matemáticamente correcta solo se puede lograr contando las fallas con una interrupción forzada. La mejora de la confiabilidad, por otro lado, se puede lograr tabulando e informando una amplia variedad de problemas.
- Los niveles de confianza solo deben aplicarse a las tasas de falla calculadas a partir de fallas con interrupción forzada.

⁴ Estos principios guía se tomaron de la norma IEEE Std. C57.125-2015 'IEEE Guide for Failure Investigation, Documentation, Analysis, and Reporting for Power Transformers and Shunt' en la página 43.

- Si se va a asociar una estadística de tasa de fallas con un transformador de un fabricante en particular, solo debe calcularse a partir de fallas resultantes exclusivamente de la población de ese fabricante.
- Se recomienda que antes de ingresar los datos del análisis de fallas en la base de datos, el fabricante tenga la oportunidad de participar en la investigación y estar de acuerdo o en desacuerdo sobre la causa de la falla.

Estableciendo la base de datos.

Uno de los primeros requerimientos para un sistema capaz de dar una gran confianza en la estadística de tasa de falla de alto nivel es el establecimiento de una base de datos. Consulte el Formulario 1, información sobre la población de transformadores y tenga en cuenta que está dividido en tres secciones. El usuario tiene la responsabilidad final de proporcionar toda la información; sin embargo, el usuario puede solicitar la ayuda del fabricante. Se debe solicitar al fabricante de este transformador que proporcione toda la información en la Sección I del formulario de Información de población de transformadores. Esta información debe enviarse al usuario en el momento de la entrega del transformador.

Una copia en blanco del formulario de información de población del transformador se convierte en parte de la especificación del transformador. El fabricante completa la sección I del formulario y la reenvía al usuario. El Usuario proporciona la información en la sección II. Al finalizar, los datos se ingresarán en el archivo de datos de población. Esto generalmente se llevaría a cabo justo antes o al mismo tiempo que un transformador se energiza. Si fuera necesario eliminar un transformador de la base de datos, el usuario completará y presentará la Sección III.

Ocasionalmente, puede ser necesario, aunque no deseable, ingresar un conjunto de datos de población incompleto en el banco de datos. Esto se puede lograr proporcionando el nombre del fabricante junto con el número de serie y la información disponible. Se puede ingresar información adicional de la misma

manera en una fecha posterior para completar el conjunto de datos. Cuando un transformador se retira del servicio, también se debe informar. El nombre y el número de serie del fabricante deben incluirse para identificar el transformador cada vez que se envían datos.

Los siguientes elementos sugeridos de la tabla XII se eligen para su inclusión en una base de datos de población. Consulte el Formulario 1 de la norma IEEE

La Sección I del formulario de informe sugerido incluye información sobre la calificación y la construcción.

Reporte de fallas.

Hay dos tipos de información que son importantes para completar un reporte de falla. Estos son datos observacionales y datos que son identificados como resultado del proceso de investigativo. Con el fin de preparar un registro completo de los eventos relacionados con una falla, es esencial recopilar y memorizar por escrito, la mayor cantidad de datos de observación disponibles al descubrir una falla. Si bien los datos de observación recopilados en el descubrimiento pueden estar sujetos a revisión en función de una investigación adicional, capturarlos de inmediato evita la pérdida involuntaria de datos.

Información sobre fallas

Datos de observacionales

Los datos observacionales deben incluir:

- A. Nombre de la estación
- B. Ubicación de la estación
- C. Nombre del propietario
- D. Número de equipo del propietario

- E. Fecha y hora del descubrimiento
- F. Condiciones climáticas.
- G. Fabricante de equipos.
- H. Número de serie.
- I. Clasificaciones de transformador.
 - a. Número de fases.
 - b. Voltaje primario incluyendo tomas.
 - c. Conexión primaria.
 - d. Voltaje (s) secundario (s) incluyendo tomas.
 - e. Conexión secundaria
 - f. Potencia (kV A).
 - g. Impedancia.
 - h. Pararrayos.
 - i. Clase de enfriamiento.
 - j. Tipo de diseño (carcasa o núcleo).
- J. Función de transformador
 - a. Lazo de transmisión
 - b. Elevador de generador
 - c. Distribución de subestaciones
 - d. Unidad auxiliar

K. Conexiones del sistema (aéreo, subterráneo, conducto de bus, etc.)

L. Apariencia física (distorsión del tanque, incendio, fuga de líquido, etc.)

Datos investigativos.

Los datos investigativos pueden incluir:

a. Aspecto del núcleo y devanados.

b. Operación de relé

a. Sobrepresión

b. Alta temperatura

c. Sobre corriente

d. Bajo flujo de líquido

e. Sobretensión

f. Gas altamente combustible

g. Monitor de alarma.

C. Fallo externo

D. Sobrecarga

E. Arco interno

F. Mal funcionamiento del cambiador de tomas

G. Vandalismo

Resultados de la falla

Los resultados de la falla pueden incluir:

- A. Pérdida de tiempo de función
- B. Se restableció la función de medios
- C. Transformador reparado o reemplazado
 - a. Discutir las bases de la decisión
 - b. Si se repara, proporcione detalles de la reparación.
- D. Causa de la falla determinada.
 - a. Acuerdo logrado entre el proveedor y el usuario en caso de pérdida.

Conclusiones

- Tanto en la distribución, generación y transmisión eléctrica exige un monitoreo integral para aumentar la confiabilidad y disponibilidad de los activos eléctricos, aplicar bien los mantenimientos de los transformadores de potencia según sus condiciones y edad, detectar los cambios anormales en la condición interna del transformador, detectar los cambios que podrían conducir a una falla eminente y mejorar la eficiencia del uso de los activos del transformador. En la actualidad las pruebas de monitoreo y la integración con equipos de terceros dan resultados que podrían ser importantes para predecir fallas a futuro.
- Incluir modelos matemáticos, analíticos y herramientas de diagnóstico, que permiten a los usuarios tomar decisiones confiables sobre las partes activas del transformador con mayor índice de fallas.
- La estadística de falla a nivel nacional puede ayudar a un mejoramiento en el mantenimiento de transformadores de potencia y aumentar su vida útil.
- Dividir las investigaciones para el correcto diagnóstico de un transformador ayuda a acortar los tiempos de reparación y despeje de la falla.
- La norma IEEE Std C57-125 ayuda enormemente y acorta significativamente los tiempos de diagnóstico y reparación de transformador de potencia, el envejecimiento es un factor a considerar para diagnosticar las fallas.
- El envejecimiento son las causas principales de cambios en las pruebas rutinarias de mantenimiento de transformadores de potencia, cabe mencionar que con el transcurso del tiempo los niveles de gases dentro del transformador pueden aumentar a un ritmo lento. Tomar en cuenta los cambios físicos, elevación de temperatura, aumento de gases entre otros, debe precisar que un aumento brusco en las pruebas es un indicador de una falla mortal de los transformadores de avanzada edad.

- Uno de los momentos más críticos para una falla en el transformador de potencia son en sus primeros años de vida útil, que ya puede causar defectos por construcción, por diseño, mala especificación del ambiente de trabajo, por traslado, por uso de materiales no normados entre otros.

Recomendaciones

- La falta de estadísticas de fallas en transformadores de potencia nos llevó a proponer una guía de investigación y documentación de fallas de un transformador de potencia.
- Normalizar y mecanizar una investigación de una falla en un transformador de potencia siempre será viable para acortar tiempos de espera en el diagnóstico y solución de dicho evento.
- Tener un historial de pruebas y mantenimientos de un transformador puede ayudar a las investigaciones para su pronto diagnóstico.
- Fomentar el uso del formulario 1 en todo el país donde se presenta un censo de transformadores y tratar de conocer la cantidad de transformadores en El Salvador.
- Personas que estén familiarizados con el transformador y el lugar deben estar en el equipo de investigación.

Bibliografía

- Cruz, E. M. (2017). *Sistema de Monitoreo Integral Para Transformadores*.
- Eduardo Cajamarca, X. S. (2010). *CARGABILIDAD EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA, INCIDENCIA EN LA VIDA ÚTIL, PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y CONDICIONES OPERATIVAS*. ECUADOR .
- Forestieri, J. N. (2004). *GUIA PARA EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA*. Guayaquil - Ecuador.
- Group, A. (1 de Julio de 2013). *Jornadas Técnicas Transformadores Reparación / Upgrade. Site Works*. Lisboa, Portugal.
- Guru, B. S., & Huseyin R. Hiziroglu. (2013). *MAQUINAS ELECTRICAS Y TRANSFORMADORES* . Mexico D. F.: Alfaomega Grupo Editor S.A de C.V.
- Marín, C. (17 de Noviembre de 2016). *prezi*. Recuperado el 20 de Septiembre de 2019, de https://prezi.com/4askcnst6t_6/disenio-de-transformadores-de-potencia/
- Mora, J. F. (2003). *MÁQUINAS ELÉCTRICAS*. (C. F. Madrid, Ed.) España: MonoComp, S, A.
- Pozuela, M. Á. (2015). *MAQUINAS ELECTRICAS I - G862* (Vol. I). España.
- Reclamation, U. D. (April 2005). *Transformers: Basics, Maintenance, and Diagnostics*. Denver, Colorado: Hydroelectric Research and Technical Services Group.
- Ruiz Giraldo, J., & Mayor Cardona, D. A. (2013). *Manual Interativo de Mantenimiento Industrial Para Transformadores en Aceite*. Colombia.
- The Institute of Electrical and Electronics Engineers, I. (21 de diciembre 2015). *IEEE Guide for Failure Investigation, Documentation, Analysis, and Reporting for Power Transformers and Shunt Reactors*. Inc. 3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997, USA: Printed in the United States of America.
- Vizhñay, J. P. (19 de Octubre de 2016). *slideShare*. Recuperado el 20 de Septiembre de 2019, de <https://es.slideshare.net/jorgemunozv/transformadores-principales-aspectos>
- Zhou, D., Zhongdong Wang, & Jarman, P. (2014). *Data Requisites for Transformes Statiltical Lifetime Modelling- Part II: Combination of Random and Aging-Related Failures*. IEEE.