

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA



**Evaluación térmica en transformadores de potencia,
cargabilidad y efectos en la vida del sistema de
aislamiento.**

PRESENTADO POR:

WILLIAM SALVADOR MARTÍNEZ AMAYA

LUIS MAURICIO RAMÍREZ SORTO

PEDRO ANTONIO SOTO HERNÁNDEZ

PARA OPTAR AL TITULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, OCTUBRE DE 2014

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :

ING. MARIO ROBERTO NIETO LOVO

SECRETARIA GENERAL :

DRA. ANA LETICIA ZAVALA DE AMAYA

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO :

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

DIRECTOR :

ING. JOSÉ WILBER CALDERÓN URRUTIA

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título :

**Evaluación térmica en transformadores de potencia,
cargabilidad y efectos en la vida del sistema de
aislamiento.**

Presentado por :

WILLIAM SALVADOR MARTÍNEZ AMAYA

LUIS MAURICIO RAMÍREZ SORTO

PEDRO ANTONIO SOTO HERNÁNDEZ

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Director :

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

San Salvador, octubre de 2014

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Director :

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

ÍNDICE

CAPITULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	2
OBJETIVOS.....	3
ALCANCES.....	4
GLOSARIO TÉCNICO.....	5
CAPITULO II.....	7
2. SISTEMA DE AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	8
2.1 AISLAMIENTO SOLIDO.....	9
2.1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS AISLAMIENTOS SOLIDOS.....	10
2.1.1.1 AISLAMIENTOS DELGADOS Y CALIENTES.....	11
2.1.1.2 AISLAMIENTOS DELGADOS Y FRÍOS.....	11
2.1.1.3 AISLAMIENTOS GRUESOS.....	11
2.1.2 CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS Y FÍSICAS DEL PAPEL AISLANTE.....	11
2.1.2.1 CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS.....	11
2.1.2.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS.....	12
2.1.3 ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL AISLANTE.....	12
2.1.3.1 ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL MEDIANTE HIDRÓLISIS.....	14
2.1.3.2 ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL MEDIANTE OXIDACIÓN.....	15
2.1.3.3 ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL MEDIANTE PIROLISIS.....	16
2.2 AISLAMIENTO LÍQUIDO.....	16
2.2.1 CARACTERÍSTICAS Y CLASIFICACIÓN DEL AISLAMIENTO LÍQUIDO.....	17
2.2.1.1 HIDROCARBUROS CLORADOS.....	17
2.2.1.2 HIDROCARBUROS SINTÉTICOS.....	17
2.2.1.3 ACEITES DERIVADOS DEL PETRÓLEO.....	17
2.2.1.4 COMPOSICIÓN INTERNA DEL ACEITE MINERAL.....	19
2.3 FUNCIONES DEL AISLAMIENTO LÍQUIDO.....	19
2.3.1 AISLAMIENTO ELÉCTRICO.....	19
2.3.2 DISIPACIÓN DE CALOR.....	20

2.3.3 PROPÓSITOS DE DIAGNÓSTICO.....	20
2.4 FACTORES QUE DETERIORAN EL ESTADO DEL ACEITE.....	21
CAPITULO III.....	23
3 EVALUACIÓN TÉRMICA PARA DETERMINAR LA TEMPERATURA DEL TRANSFORMADOR CUANDO OPERAN BAJO CONDICIONES DE CORRIENTES DE CARGA NO LINEALES.....	24
3.1 ARMÓNICOS Y SUS EFECTOS.....	24
3.1.1 DEFINICIÓN DE ARMÓNICOS.....	24
3.1.2 EFECTO DE CARGAS NO LINEALES	26
3.1.3 EFECTOS DE LA CORRIENTES ARMÓNICAS EN SISTEMAS DE POTENCIA.....	27
3.1.4 EFECTO DE LAS CORRIENTES ARMÓNICAS SOBRE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	27
3.1.5 ELEVACIÓN DE TEMPERATURA Y NORMAS APLICABLES.....	28
3.1.6 PRACTICAS RECOMENDADAS PARA ESTABLECER LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR CUANDO ALIMENTAN CORRIENTES DE CARGA NO SINUSOIDALES.....	29
3.2 PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	29
3.2.1 PÉRDIDAS DE CARGA.....	30
3.2.2 PÉRDIDAS DE VACÍO	35
3.3 METODOLOGIA DE CÁLCULO.....	36
3.3.1 EFECTOS DE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA SOBRE LAS PÉRDIDAS.....	36
3.3.2 CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR EQUIVALENTE.....	37
3.3.3 DATOS BÁSICOS.....	38
3.3.4 PÉRDIDAS EN POR UNIDAD DEL TRANSFORMADOR	38
3.3.5 PÉRDIDAS DEL TRANSFORMADOR A CORRIENTES MEDIDAS	39
3.3.6 FACTOR DE PÉRDIDA ARMÓNICA POR CORRIENTES DE EDDY EN DEVANADOS.....	40
3.3.7 FACTOR DE PÉRDIDA ARMÓNICA POR FLUJO DISPERSO.....	42
3.4 PROCEDIMIENTOS RECOMENDADOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE CARGA DE LOS TRANSFORMADORES EXISTENTES.....	43
3.4.1 CÁLCULOS DE AUMENTO DE TEMPERATURA PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA INMERSOS EN ACEITE.....	43
3.4.2 CÁLCULOS UTILIZANDO DATOS DISPONIBLES DEL REPORTE DE PRUEBAS CERTIFICADO.....	44
CAPITULO IV.....	48

4. APLICACIÓN PRÁCTICA DE LA NORMA IEEE Std C57.110.....	49
4.1 CALCULO DE PÉRDIDAS.....	49
4.2 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS.....	55
4.3 CALCULO DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURAS.....	56
CAPITULO V.....	59
5. EVALUACIÓN DE LA VIDA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA MEDIANTE EL ESTUDIO DE COMPUESTOS FURANICOS.....	60
5.1 GENERACIÓN DE LOS COMPUESTOS FURANICOS.....	60
5.2 LIMITANTES EN LOS COMPUESTOS FURANICOS EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE VIDA DEL TRANSFORMADOR.....	66
5.3 DETERMINACIÓN DEL ESTADO DEL TRANSFORMADOR CON BASE A LOS COMPUESTOS FURANICOS.....	68
5.4 FORMULAS PARA LA ESTIMACIÓN DEL TIEMPO DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR EN FUNCIÓN DE LOS COMPUESTOS FURANICOS.....	70
CONCLUSIONES.....	81
REFERENCIAS.....	82
ANEXOS.....	85

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. INTERIOR DE UN TRANSFORMADOR.....	10
FIGURA 2. COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL PAPEL AISLANTE	12
FIGURA 4. PRODUCTOS DE DEGRADACIÓN DE LA CELULOSA.....	14
FIGURA 5. CADENA RECTA DE LA PARAFINA.....	18
FIGURA 6. FORMA DE ONDA FUNDAMENTAL Y TERCERA ARMÓNICA.....	24
FIGURA 7. FUNDAMENTAL Y TERCERA ARMÓNICA COMBINADOS.....	25
FIGURA 8. CORRIENTES PARASITAS EN UN NÚCLEO DE HIERRO.....	33
FIGURA 9. CORRIENTES PARASITAS EN UN NÚCLEO LAMINADO.....	33
FIGURA 10. ESQUEMA DE APLICACIÓN DE LA NORMA C57.110.....	58
FIGURA 11. DESCOMPOSICIÓN DE LA CELULOSA POR MEDIO DE PIROLISIS.....	61
FIGURA 12. MECANISMO DE DEGRADACIÓN DE LA CELULOSA	62
FIGURA 13. ESTRUCTURA QUÍMICA DE CADA COMPUESTO FURANICO.	63
FIGURA 14. RELACIÓN APROXIMADA ENTRE EL 2FAL Y EL DP DEL PAPEL.....	64
FIGURA 15. RESULTADO DE LAS DISTINTAS ECUACIONES PROPUESTAS	66
FIGURA 16. RELACIÓN ENTRE EL DP Y 2FAL.....	73
FIGURA 17. RELACIÓN CON PAPEL ENRIQUECIDO.....	74

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. COMPOSICIÓN DE LOS HIDROCARBUROS	19
TABLA 2. DATOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE SUBESTACIÓN ETESAL	50
TABLA 3. MEDICIÓN DEL CONTENIDO DE CORRIENTES ARMÓNICAS	50
TABLA 4. RESUMEN DE RESISTENCIA DE DEVANADOS.....	51
TABLA 5. VALORES CORREGIDOS DE PÉRDIDAS.....	55
TABLA 6. ELEMENTOS RESULTANTES DE LA DEGRADACIÓN TÉRMICA.....	63
TABLA 7. POSIBLES CAUSAS DE LA APARICIÓN DE FURANOS	70
TABLA 8. VALORES DE LOS COEFICIENTES.....	76
TABLA 9. EVALUACIÓN DE FURANOS A UN GRUPO DE TRANSFORMADORES.....	77
TABLA 10. FRECUENCIA DE APARICIÓN DE LAS DISTINTAS CANTIDADES DE FURANOS..	77

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIACIONES.

AT:	Alta tensión (V).
MT:	Media tensión (V).
IEEE:	Instituto de ingenieros electricistas y electrónicos (siglas en inglés).
ONAF:	Aceite natural y aire forzado (siglas en inglés).
ONAN:	Aceite natural y aire natural (siglas en inglés).
F_{HL}:	Factor de Pérdida armónica para corrientes de Eddy en los devanados.
F_{HL-STR}:	Factor de Pérdida armónica para otros flujos dispersos.
h:	Orden armónico.
h_{max}:	Número de armónica mayor.
I:	Corriente de carga RMS (A).
I_1:	Corriente de carga fundamental RMS (A).
I_h:	Corriente armónica “h” RMS (A).
I_{max}:	Corriente de carga no sinusoidal máxima permisible RMS (A).
I_R:	Corriente RMS fundamental bajo frecuencia nominal y condiciones de carga nominal (A).
I_{1-R}:	Corriente de línea fundamental en AT bajo condiciones de carga y frecuencia nominal (A).
I_{2-R}:	Corriente de línea fundamental en MT bajo condiciones de carga y frecuencia nominal (A).
P_{EC}:	Pérdidas por corrientes de Eddy en los devanados (W).
P_{EC-R}:	Pérdidas por corrientes de Eddy en los devanados en condiciones nominales (W).
P_{EC-O}:	Pérdidas por corrientes de Eddy a la corriente medida (W).
P:	Porción de pérdida I^2R de la pérdida de carga (W).
P_{LL}:	Pérdida de carga (W).
P_{NL}:	Pérdida de vacío (W).
P_{OSL}:	Pérdidas de dispersión (W).
P_{OSL-R}:	Pérdidas de dispersión bajo condiciones nominales (W).

- P_{TSL-R} : Pérdidas totales de dispersión bajo condiciones nominales (W).
- R_1 : Resistencia de los devanados en el lado AT.
- R_2 : Resistencia de los devanados en el lado BT.
- θ_g : Aumento del punto más caliente en el conductor sobre la temperatura del aceite (°C).
- θ_{g-R} : Aumento del punto más caliente en el conductor sobre la temperatura del aceite bajo condiciones nominales (°C).
- θ_{TO} : Aumento de la temperatura del aceite sobre la temperatura ambiente (°C).
- θ_{TO-R} : Aumento de la temperatura del aceite sobre la temperatura ambiente bajo condiciones nominales (°C).

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

Actualmente con el incremento de equipos con componentes electrónicos, se genera el problema de distorsión armónica. Este problema no solo afecta a los usuarios de energía eléctrica, ya que también las compañías suministradoras reciben en su propia red las distorsiones armónicas inyectadas por los propios usuarios que cuentan con equipos desarrollados por la electrónica de potencia y que a su vez afectan a usuarios que no tienen dichos equipos electrónicos, distorsionando las ondas de corriente y tensión que reciben y provocando sobrecalentamientos en los transformadores de potencia.

En esta tesis, se investiga el efecto de las corrientes armónicas sobre la temperatura del aceite y el calentamiento en los conductores. Estos efectos aumentan las Pérdidas y la temperatura del transformador, y cuya consecuencia es la degradación del sistema de aislamiento por lo que su vida útil se reduce.

Las condiciones de operación de los transformadores de potencia pueden ser diferentes que las condiciones de operación nominales, lo cual está determinado por el grado de aislamiento. La capacidad real de suministro de potencia de un transformador depende de la temperatura del aceite aislante y de los conductores las cuales aumentan cuando aumenta la magnitud de las corrientes armónicas generadas por cargas no lineales.

La metodología para establecer la evaluación térmica será mediante la aplicación de la norma IEEE C57.110 que es un procedimiento de prueba estándar para determinar la capacidad del transformador cuando opera con corrientes de carga no lineales. Se establecerá el procedimiento a seguir y con datos medidos de corrientes armónicas, datos de placa y de pruebas del fabricante de un transformador de potencia en particular de la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL), se determinará la temperatura alcanzada por el transformador de potencia, y si este opera en sobrecarga o en operación normal bajo régimen de corrientes no lineales.

Finalmente se hace referencia teórica a la prueba de furanos que son los principales productos de la degradación del papel aislante de celulosa, los cuales reducen su vida útil.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL:

Desarrollar el procedimiento para la evaluación de la capacidad de suministro de potencia en transformadores inmersos en aceite, supliendo cargas no lineales.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Calcular la elevación de temperatura en arrollamientos de transformadores a partir de la medición y evaluación de los componentes armónicos de corriente de carga, originados por cargas eléctricas.

- Determinar la capacidad real de suministro de potencia en transformadores convencionales inmersos en aceite por evaluación de la capacidad térmica desarrollada por la circulación de corrientes armónicas.

- Estimar el efecto de la elevación de temperatura por cargas no lineales sobre la vida útil del aislamiento dieléctrico de los bobinados de transformadores de potencia.

ALCANCES

Este documento ha sido elaborado para establecer un procedimiento conservador, siguiendo los lineamientos de la norma IEEE Std C57.110, que permita determinar la elevación de temperatura de un transformador de potencia cuando se tiene la siguiente información:

- Datos de placa.
- Pruebas de cortocircuito y circuito abierto.
- Mediciones de corrientes armónicas.

Con la información anterior se puede establecer la temperatura del aceite y de los devanados del transformador sobre la temperatura ambiente, y con estas temperaturas determinar el punto más caliente para dar un diagnóstico conservador si el transformador está operando bajo condiciones normales o si esta sobrecargado debido a la presencia de corrientes de carga no lineales.

GLOSARIO TÉCNICO

Núcleo: Circuito cerrado de material magnético sobre el cual se encuentran sujetos los devanados primario y secundario

Devanado: Arrollamiento de conductores circulares o planos alrededor del núcleo magnético dentro del transformador

Papel Kraft: Material construido a partir de una delgada lamina de celulosa y otros elementos, sirve como medio aislante de los conductores dentro de los transformadores rellenos de aceite

Cartón Prensado: Material construido a base de papel utilizado al igual que el papel kraft como medio de aislante separando los devanados de la parte activa.

Celulosa: Principal componente de las paredes celulares de los arboles con altas propiedades aislantes.

Polimerización: La polimerización es un proceso químico por el que los reactivos, monómeros se agrupan químicamente entre sí, dando lugar a una molécula de gran peso, llamada polímero, o bien una cadena lineal.

Furanos: Son compuesto orgánico heterocíclico aromático de cinco miembros con un átomo de oxígeno. Es un líquido claro, incoloro, altamente inflamable y muy volátil, con un punto de ebullición cercano al de la temperatura ambiente. Es tóxico y puede ser carcinógeno.

Aminas aromáticas o tioles: Los tioles son estructuralmente similares a los alcoholes, pero estas funciones son muy diferentes en sus propiedades químicas. Los tioles son más nucleofílicos, más ácidos, y se oxidan con mayor facilidad.

Dieléctrico: Material con alta resistencia al flujo eléctrico utilizado generalmente como aislante.

Balastos: Dispositivos que tienen como función regular el voltaje, corriente y frecuencia que entra a un determinado elemento.

Espectro de frecuencia: El espectro de frecuencia se caracteriza por la distribución de amplitudes para cada frecuencia de un fenómeno ondulatorio (sonoro, luminoso o electromagnético) que sea superposición de ondas de varias frecuencias. También se llama espectro de frecuencia al gráfico de intensidad frente a frecuencia de una onda particular.

Armónico fundamental: Frecuencia fundamental a la cual se genera el trabajo de un sistema.

Ignición: Se denomina punto de ignición o punto de inflamación de una materia combustible al conjunto de condiciones físicas (presión, temperatura) necesarias para que la sustancia empiece a arder y se mantenga la llama sin necesidad de añadir calor exterior.

Barras de bus: Conductor eléctrico rígido, ubicado en una subestación con la finalidad de servir como conector de dos o más circuitos eléctricos.

Software Dram View: programa de computadora mediante el cual se pueden obtener los datos registrados por el analizador de redes

Pirolisis: La pirolisis es la descomposición química de materia orgánica y todo tipo de materiales, excepto metales y vidrios, causada por el calentamiento a altas temperaturas en ausencia de oxígeno. Involucra cambios simultáneos de composición química y estado físico, los cuales son irreversibles.

Hidrólisis: Hidrólisis es una reacción química entre una molécula de agua y otra molécula, en la cual la molécula de agua se divide y sus átomos pasan a formar parte de otra especie química.

Resina epoxi: Una resina epoxi o poliepóxido es un polímero termoestable que se endurece cuando se mezcla con un agente catalizador o «endurecedor». Las resinas epoxi más frecuentes son producto de una reacción entre epiclorohidrina y bisfenol.

Furfuraldehido: Producto generado a partir del proceso de hidrólisis y de una deshidratación de las unidades de glucosa del papel.

Acido fórmico: El ácido metanoico, también llamado ácido fórmico, es un ácido orgánico de un solo átomo de carbono, y por lo tanto el más simple de los ácidos orgánicos

Hemicelulosa: Las hemicelulosas son heteropolisacáridos, formado, en este caso un tanto especial, por un conjunto heterogéneo de polisacáridos, a su vez formados por un solo tipo de monosacáridos unidos, que forman una cadena lineal ramificada.

Diciandiamida: Producto utilizado para mejorar las características del papel aislante en transformadores.

CAPITULO II

2. SISTEMA DE AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Para poder trasladar la corriente eléctrica a grandes distancias se necesitan transformadores de potencias reductores o elevadores. Es necesario que los transformadores de potencia tengan un buen sistema de aislamiento, los cuales, juntos formen una total protección para el transformador teniendo como misión principal aislar eléctricamente los elementos del transformador sometidos a distinto potencial eléctrico.

La vida de un transformador de potencia depende en gran medida del buen funcionamiento de los aislamiento y de la calidad que ellos tengan, la cual determina la fiabilidad de servicio de la máquina, puesto que los aislantes son los elementos más sensibles a las elevadas temperaturas.

Los transformadores están constituidos principalmente por dos sistemas de aislamiento, el sólido y el líquido. El aislamiento líquido es un aislamiento de un fácil mantenimiento y tratamiento para la recuperación de sus propiedades, de hecho si está muy deteriorado se podrá sustituirlo con un costo moderado. Además el aceite actúa como elemento refrigerante conduciendo el calor desde las partes activas del transformador, núcleo y arrollamiento, hacia el exterior. Sin embargo el aislamiento sólido es el encargado de recubrir el cobre del interior del transformador, por lo que no es pensable la sustitución del mismo o tratarlo. La no accesibilidad del aislamiento sólido del transformador hace más complicado el diagnóstico, por lo que dicho diagnóstico se realiza por medio del aceite aislante (aislante líquido).

El estado de envejecimiento de un transformador es de vital importancia para poder planificar su sustitución. Si un transformador se pone fuera de servicio antes de tiempo se está desaprovechando dicha máquina, lo que supone usos de recursos poco eficientes. Si por lo contrario no fuese retirado de servicio un transformador que está al final de su vida útil se correrá los riesgos de fallos y a causa del mismo puede conllevar a perjuicios económicos por reclamos de usuarios, multas, etc.

El conocimiento de la vida de un transformador no es algo simple ya que la pérdida de vida depende de muchos factores tal como la calidad de fabricación, calidad de mantenimiento, temperatura ambiente, grado de carga, etc.

Así teniendo un buen seguimiento continuo y adecuado de mantenimiento dará como resultado un aproximado de su estado y así poder prestar a sus usuarios, un servicio de energía eléctrica que cumpla con los índices o indicadores de calidad exigidos por las normas de la SIGET¹.

Esto lleva a poner una particular atención al estado de transformador y a sus aislantes, especialmente al aislante líquido, ya que a través de él nos podemos dar cuenta del buen o mal funcionamiento que presente el transformador, y así poder prevenir futuras fallas o perturbaciones a los usuarios, también así poder prever el reemplazo del mismo.

2.1 AISLAMIENTO SOLIDO.

El sistema de aislamiento sólido de los transformadores de potencia sumergidos en aceite está constituido por papel Kraft y Carton Prensado (o pressboard), y debido a su función es considerada la parte más importante del sistema de aislamiento ya que separa los devanados en la parte activa, los cuales si sufren degradación reducen considerablemente la vida útil del transformador.

El aislamiento sólido está diseñado a base de celulosa tratados por el método Kraft, el cual es un proceso que consiste en la cocción de troncos de madera con una solución alcalina de sulfato de sodio e hidróxido de sodio, usando el primero como solución catalizadora, y de este procedimiento resultan papeles térmicamente mejorados para usarse como aislamientos sintéticos, que en general poseen diferentes espesores y densidades acordes a los esfuerzos dieléctricos y mecánicos a las que son sometidos durante la operación del transformador.

Su función en la operación del transformador es aislar las partes metálicas con tensión, dividir los espacios de aceite en volúmenes más pequeños aptos para soportar mayores gradientes de campo y soportar mecánicamente los conductores y arrollamientos con el resto de la estructura. El aislamiento sólido también se utiliza para formar sistemas de barreras divisorias

¹ Anexo I del acuerdo N° 320-E-2011 Modificación a las normas de calidad del servicio de los sistemas de distribución y a la metodología para el control de la calidad del producto técnico referente a la campaña de perturbaciones

en el aceite, dividiendo el espacio entre arrollamientos en canales y aumentando así la rigidez dieléctrica del aceite en los canales.

El aislamiento a partir de pura celulosa "kraft" proporciona excelentes características de impregnación de aceite, por lo tanto un excelente rendimiento en los campos eléctricos, tiene una buena estabilidad geométrica en aceite, es fácil de moldear, de alta densidad, uniforme, alta rigidez mecánica, buena flexibilidad, alta rigidez dieléctrica (mayor que la del aceite mineral), resistencia térmica, buena transferencia de calor y es, con mucho, el aislamiento sólido más económico para la refrigeración en aceite de transformadores de potencia.

2.1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS AISLAMIENTOS SOLIDOS.

En el siguiente esquema se muestra como está constituido el aislamiento de un transformador de potencia. En el interior del transformador existen distintos aislamientos celulósicos papeles y cartones prensados,

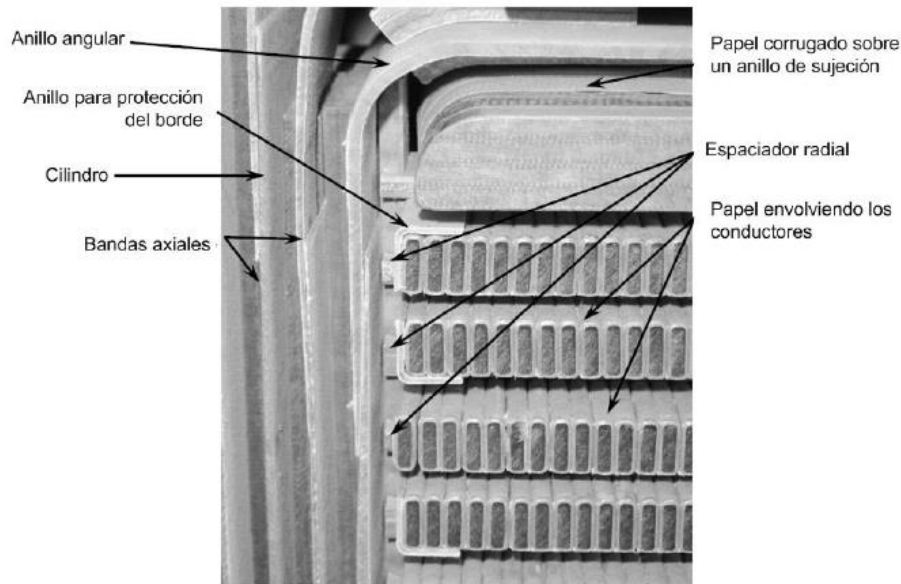


Figura 1. Interior de un transformador

Estos aislamientos se suelen clasificar en aislamientos delgados y calientes, aislamientos delgados y fríos, y aislamientos gruesos.

2.1.1.1 AISLAMIENTOS DELGADOS Y CALIENTES.

Son los aislamientos que están en contacto directo con los conductores y suelen estar constituidos por papel Kraft, por lo que son los aislamientos menos densos. En total suponen alrededor de un 20% de la masa total del aislamiento sólido. Su temperatura se mantiene próxima a la del conductor, y se estima que un 5% de ellos está a una temperatura próxima a la del punto caliente.

2.1.1.2 AISLAMIENTOS DELGADOS Y FRÍOS.

Dentro de esta categoría se clasifican todos los cartones prensados, y en general todos los elementos dieléctricos de los arrollamientos que no están en contacto directo con los conductores. La temperatura de estos aislamientos es similar a la del aceite. Los aislamientos delgados y fríos tienen una densidad entre media y baja. Suponen entre el 20% y el 30% de la masa total del aislamiento sólido.

2.1.1.3 AISLAMIENTOS GRUESOS.

Son las piezas celulósicas utilizadas para sujetar mecánicamente. Representan alrededor del 50% de la masa total de aislamiento sólido. Están constituidos por materiales celulósicos de elevada densidad y suelen presentar temperaturas más reducidas que otras zonas del transformador.

2.1.2 CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS Y FÍSICAS DEL PAPEL AISLANTE

2.1.2.1 CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS.

El papel está formado por fibras de celulosa extraída de compuestos, tales como las fibras de algodón, la madera, etc. Sin embargo, la celulosa no se encuentra en estado puro en la naturaleza. La fibra de algodón es, probablemente, la fuente natural de celulosa más pura que existe ya que contiene un 95% de ésta. Aun así, contiene, aproximadamente un 5% de otras sustancias.

El papel además de celulosa contiene ligninas y hemicelulosas. Las ligninas son polímeros aromáticos complejos. Las hemicelulosas no son derivados de las celulosas y constituyen un gran número de polisacáridos unidos a las fibras de celulosa a través de enlaces de hidrógeno. Dependiendo de las especies, la madera contiene, en seco, entre un 40% y un 50% de celulosa, entre un 15% y un 35% de lignina y entre un 25% y un 40% de hemicelulosas.

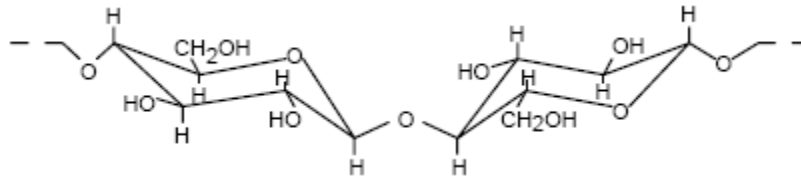


Figura 2. Composición Química del papel Aislante

Después del tratamiento, la composición química del papel es la siguiente: 89% de celulosa, 7- 8% de pentosas y 3 - 4% de lignina.

2.1.2.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS.

El papel aislante usado en los transformadores de potencia tiene que tener unas características específicas. Se utiliza papel con un espesor entre 30 y 120 μm , y una densidad aproximada entre 0.7 y 0.8 g/cm^3 . Es una práctica común especificar la masa por unidad de superficie (g/m^2), la cual es el producto del espesor por la densidad; por ejemplo, la masa por unidad de superficie de un papel de 30 μm de espesor y 0.7 g/cm^3 de densidad es 21 g/m^2 .

2.1.3 ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL AISLANTE

El proceso de envejecimientos del papel es esencialmente una despolimerización. Cuando los vínculos entre las unidades en las cadenas de celulosa se rompen, el grado de polimerización y la resistencia mecánica se reducen.

Cuando se obtiene el papel, éste presenta un grado de polimerización (DP) aproximadamente de 1200. Después de pasar por el proceso de secado en la fábrica éste DP se reduce a 1000 con un contenido en agua de 0,5%, comúnmente cuando el DP a caído cerca del 200, La resistencia a la tracción se reduce en torno a un 20 % de su valor original.

La resistencia a la tracción mecánica del papel depende de su grado de polimerización. Por debajo de un grado de polimerización de 200 no se garantiza que el transformador sea capaz de soportar los esfuerzos de repulsión de cortocircuitos y el transformador debe destruirse.

En un transformador de potencia se producen muchos procesos de envejecimiento debido a factores internos que se dan cuando el transformador está en servicio. El aislamiento sufre principalmente por reacciones químicas tales como pirolisis (degradación térmica), la oxidación (oxígeno en el aislante) y la hidrólisis (humedad).

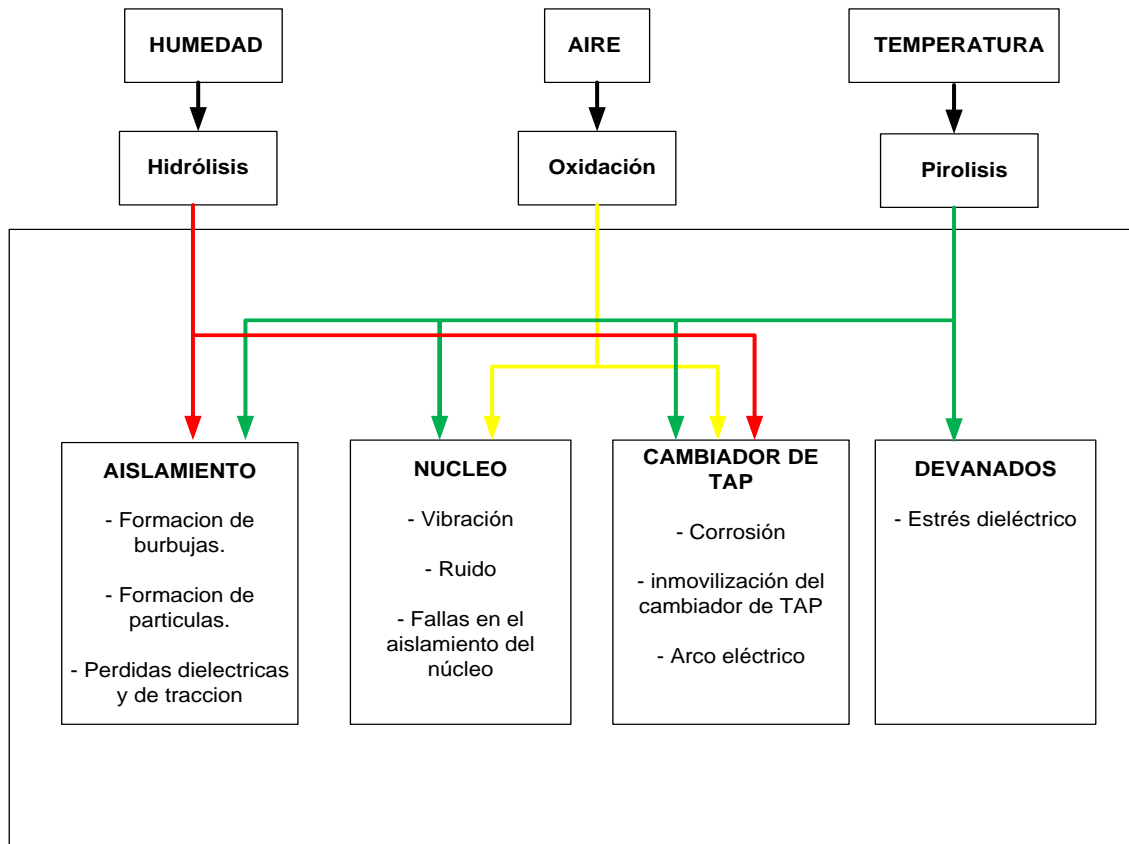


Figura 3. Envejecimiento del papel aislante

2.1.3.1 ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL MEDIANTE HIDRÓLISIS.

En este mecanismo de envejecimiento la degradación de la celulosa se debe a la hidrólisis y la posterior oxidación de los productos. Con la glucosa y las pentosas, como paso intermedio, los compuestos furánicos son los productos de la reacción.

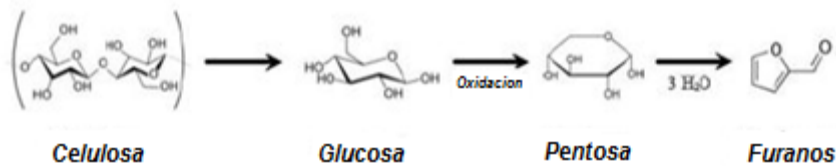


Figura 4. Productos de degradación de la celulosa

La hidrólisis de una cadena de celulosa además de dar cadenas más pequeñas, da lugar a tres moléculas de agua por lo que el contenido de agua del aislamiento de un transformador va

aumentando a lo largo de su vida pudiendo constituir un gran porcentaje en peso de la masa total del aislamiento sólido del cual por lo general menos del 1% de la cantidad total del agua se disuelve en el aceite. La presencia de agua incrementa la tasa de degradación. Al comienzo de la vida de un transformador, el aislamiento de papel Kraft contiene en torno a un 0,5% de agua. Los niveles de agua en el transformador pueden aumentar hasta un 5% durante su vida útil. La hidrólisis además de producir agua, gases y ácidos, también produce compuestos llamados furanos que son productos del envejecimiento del papel y no del aceite.

2.1.3.2 ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL MEDIANTE OXIDACIÓN.

La segunda causa principal de envejecimiento del papel es el oxígeno. Es esencialmente una forma de pirólisis o combustión lenta, ya que sus productos finales son el agua y el dióxido de carbono.

Hay muchos productos intermedios en el proceso oxidativo, como 2-furfural, hidroximetilfuraldehído y el monóxido de carbono que son producidos también por el proceso de la hidrólisis. Otros parecen ser producidos exclusivamente por la oxidación y su identificación tiene valor para el diagnóstico. Estos productos son el 5-metil-2-fur-aldehído, 2-acetil-fúrano y alcohol furfurílico.

La despolimerización oxidativa es catalizada por radicales hidroxilo (HO), que se producen por la descomposición del peróxido de hidrógeno (H_2O_2) y de hidroperóxidos orgánicos (ROOH). El peróxido de hidrogeno se puede formar, por ejemplo, a partir del oxígeno y el agua por la reacciones catalizadas por los cationes de metales de transición (como Cu^+ , Cu^{2+} o Fe^{2+} , Fe^{3+}). Los radicales hidroxilo se forman a partir del peróxido de hidrogeno o ROOH en una reacción catalizada por trazas de Fe^{3+} y otros metales activos junto con pequeñas cantidades de compuestos auto oxidables como los fenoles o aminas aromáticas o tioles. Estos son especialmente importantes porque los grupos aromáticos tiol se introducen en la lignina durante el proceso de fabricación Kraft. El grupo de los fenólicos también se forman por la oxidación de compuestos aromáticos en el aceite, y también están presentes debido a la adición de antioxidantes, aunque no hay evidencia en la actualidad que este último tenga ningún efecto perjudicial. También se ha sugerido que la oxidación se reduce en ambiente ácido, lo que reducirá la importancia de estas reacciones con el tiempo.

2.1.3.3 ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL MEDIANTE PIROLISIS.

Es un proceso que puede tener lugar sin acceso de agua u oxígeno o cualquier otro agente que pueda iniciar la descomposición. A temperatura normal o sobrecarga ($\leq 140^{\circ}\text{C}$) este proceso es de poca relevancia. A altas temperaturas, pueden ocurrir defectos con la consiguiente generación de H_2O , 2-Furfural, CO y CO_2 .

2.2 AISLAMIENTO LÍQUIDO.

El fluido aislante que tiene el mayor uso en los equipos eléctricos es el aceite mineral. Existen materiales aislantes que pueden ser superiores a los hidrocarburos con respecto a las propiedades dieléctricas y térmicas, sin embargo, hasta la fecha, ninguno ha logrado la combinación necesaria de un rendimiento igual o mejor en relación a su costo. En consecuencia, el aceite mineral continúa siendo el principal tipo de aislamiento líquido que se utiliza en equipos eléctricos.

En los transformadores de potencia el aceite mineral juega un papel esencial en el funcionamiento del mismo, gracias a las excelentes características físicas, químicas y eléctricas es utilizado con fines aislantes y refrigerantes. También puede ser utilizado como un medio ideal para detectar defectos del transformador y del resto de componentes del sistema de aislamiento, ya que su naturaleza y su comportamiento facilitan, gracias a los análisis pertinentes, la obtención de una información muy completa. El propósito principal de usar el aceite mineral, es impregnar el papel aislante y así evitar que exista un contacto directo entre el papel y la humedad. El aceite además, es el encargado de disipar el calor producido del transformador.

Este aceite procede de la destilación fraccionada del petróleo, al que después se le somete a un proceso de refinado. Luego es sometido a una serie de procesos químicos para obtener las propiedades eléctricas deseadas. La composición química del aceite depende de la procedencia, pero no nos equivocamos si decimos que es una mezcla compleja de hidrocarburos.

2.2.1 CARACTERÍSTICAS Y CLASIFICACIÓN DEL AISLAMIENTO LÍQUIDO.

Los aceites aislantes se pueden dividir en dos categorías: orgánicos e inorgánicos. Dentro de los inorgánicos, son los aceites minerales los que se usan con más frecuencia para equipamientos eléctricos de potencia. Además de estos, existen en el mercado una gran variedad de aislantes líquidos sintéticos, el más común es el aceite de silicona.

Recientemente se han introducido nuevos aceites sintéticos orgánicos como los hidrocarburos de alto peso molecular y el tetracloroetileno. Estos poseen unas excelentes características dieléctricas y térmicas pero son caros.

2.2.1.1 HIDROCARBUROS CLORADOS.

Dos hidrocarburos, el benceno y el difenilo son clorados para producir compuestos aromáticos clorados llamados askarels o simplemente policloruro de bifenilo (PCB). Estos compuestos poseen un alto punto de ignición y unas excelentes propiedades eléctricas.

Actualmente el uso de estos aislantes está prohibido debido a que tienen una alta resistencia a la degradación, se acumulan en los organismos biológicos y finalmente a través de la cadena alimentaria en el cuerpo humano, lo que plantea un gran peligro para la salud.

2.2.1.2 HIDROCARBUROS SINTÉTICOS.

Entre los aislantes líquidos, la poliolefina es el aislante elegido para cables de potencia y para algunos sistemas eléctricos. De los materiales sintéticos producidos en todo el mundo alrededor del 55% de esta producción corresponde a la poliolefina, dentro de estas, las más comunes son: el polibutileno y el hidrocarburo alquilaromático, cuyas composiciones son más simples que la del aceite mineral pero que en general sus características son similares.

2.2.1.3 ACEITES DERIVADOS DEL PETRÓLEO.

El petróleo está constituido elementalmente por carbono e hidrogeno con trazas de sulfuro oxígeno y algunos metales. Estos compuestos son tratados para conseguir las propiedades

físicas, químicas y eléctricas de los aceites aislantes. A veces estos aceites son tratados con aditivos para mejorar alguna de estas propiedades.

Un aceite es considerado nafténico o parafínico si su contenido en cualquiera de ellos supera al otro. Además un aceite es considerado aromático débil si la presencia de aromáticos es menor del 5% y se considera fuertemente aromático si la presencia de aromáticos excede del 10%.

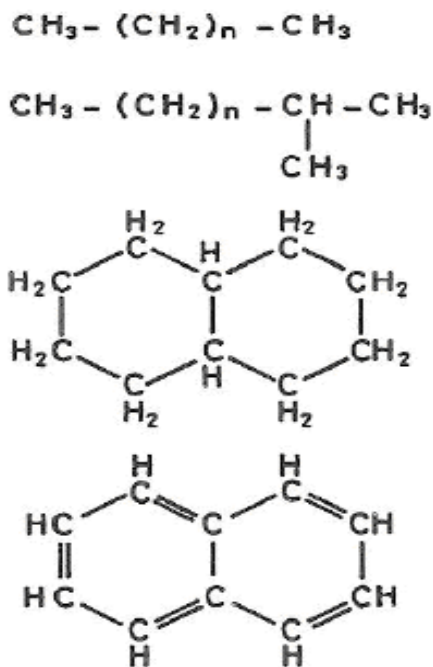


Figura 5. Cadena recta de la parafina

La figura anterior muestra la cadena recta de la parafina, la segunda la cadena de la parafina, la tercera corresponde a la nafténica y la última es un anillo aromático.

Básicamente, el aceite utilizado como dieléctrico proviene de un crudo de base parafínica con una concentración de hidrocarburos saturados del 90% (60% parafínicos y 30% nafténicos) y un 10% de insaturados, fundamentalmente aromáticos.

2.2.1.4 COMPOSICIÓN INTERNA DEL ACEITE MINERAL.

El rendimiento y la calidad final de los aceites lubricantes viene determinada por el tipo de petróleo, su origen y su calidad, si bien la flexibilidad de los procesos de refino debe evitar que afecte el impacto de estos cambios.

Todos los crudos tienen una composición similar. Los hidrocarburos que componen la mayor parte del aceite están compuestos principalmente de carbono e hidrógeno, y en menor medida de un compuesto de azufre, nitrógeno, oxígeno y otros metales.

Elemento	Porcentaje
Carbono	84-87
Hidrogeno	11-14
Azufre	0-2
Nitrógeno	0,2
Oxígeno y metales	Trazas

Tabla 1. Composición de los hidrocarburos

Sin embargo, analizándolo más profundamente, se encuentran grandes diferencias entre unos crudos y otros que afectan a los procesos de refino a emplear en cada caso y a las características de los productos finales.

2.3 FUNCIONES DEL AISLAMIENTO LÍQUIDO.

2.3.1 AISLAMIENTO ELÉCTRICO.

La función primaria del aceite aislador es proporcionar un medio dieléctrico que actúa como aislante que rodea los conductores energizados. Otra función del aceite aislador es proporcionar una capa protectora a las superficies metálicas en el dispositivo. Esta capa protege contra reacciones químicas, tales como oxidación, que puede influenciar la integridad de

conexiones, afectar a la formación de moho, y contribuir a la contaminación consiguiente del sistema.

2.3.2 DISIPACIÓN DE CALOR.

Una función secundaria del líquido aislador es servir como disipador del calor. Esto es de particular importancia en los transformadores, donde el calentamiento localizado de las bobinas y el núcleo suelen ser severas. La ayuda del aceite está en la eliminación del calor de estas áreas y distribución de energía térmica sobre una masa generalmente grande de aceite y el tanque del dispositivo. El calor del aceite se puede entonces transferir mediante la conducción, la convección, y la radiación al ambiente circundante.

Para asegurarse de que un aceite dado se realice satisfactoriamente en cuanto a la disipación de calor, varias especificaciones se ponen en el aceite las que se basan sobre ciertos factores que influyen en la capacidad de disipar calor sobre una amplia gama de condiciones de funcionamiento posibles. Estos factores incluyen propiedades tales como: viscosidad, punto de congelación, y punto de inflamación.

2.3.3 PROPÓSITOS DE DIAGNÓSTICO.

La tercera función del líquido aislador es servir como indicador de la condición operativa del equipo inmerso en líquido. La condición química y eléctrica del fluido aislante refleja la condición operativa del dispositivo eléctrico. En cierto modo, el fluido puede proporcionar la información de diagnóstico sobre el dispositivo eléctrico como la sangre puede proporcionar la información de diagnóstico sobre el cuerpo humano pues la condición de la sangre es de hecho sintomática de la salud total del cuerpo.

De la misma manera, el fluido aislante se puede ver como diagnóstico de sus funciones primarias como aislador y disipador del calor. También puede ser visto como un indicador de diagnóstico de la salud operativa de los equipos inmersos en líquido.

Esto es posible porque cuando las fallas se desarrollan en el equipo inmerso en líquido, hacen que la energía se disipe a través del líquido. Esta energía puede causar una degradación

química del líquido. Un análisis de estos productos de degradación puede proporcionar información sobre el tipo de falla que está presente.

2.4 FACTORES QUE DETERIORAN EL ESTADO DEL ACEITE.

Los elementos principales que afectan de un modo negativo al estado del aceite se enuncian a continuación:

Temperatura: Influye categóricamente en la degradación de aceite mineral. Por ejemplo, un aumento de 8 °C a partir de 60 °C, disminuye en un tercio la vida media del aislamiento líquido. Se considera el factor de mayor importancia.

Agua: La contaminación del agua en el aceite puede estar presente en estado disuelto o informa de gotas o “nubes” como resultado de un tratamiento y mantenimiento inapropiado del aceite. Se ha reconocido que el agua es el principal enemigo para el aislamiento del transformador.

Principalmente, el efecto de esta impureza disminuye la rigidez dieléctrica del aceite; si la cantidad de agua es excesiva, también afecta a la tangente del ángulo de pérdidas (aumentando su valor) y, además, incrementa la velocidad de degradación de los aislantes.

Gases disueltos: como hidrógeno, oxígeno, metano, dióxido de carbono y otros, que están presentes en los aceites nuevos como residuos del proceso de manufactura del aceite y un trato inapropiado del aceite antes de su uso.

El principal elemento que interviene en el deterioro de las propiedades del aceite mineral es el oxígeno, ya que un alto contenido acelera el envejecimiento del aceite, es decir, provoca el desencadenamiento del proceso de oxidación.

Un aceite saturado de aire puede producir burbujas y, por tanto, provocar descargas parciales en el transformador.

Productos iónicos y polares: Estos contaminantes pueden estar presentes en aceites como resultado de los tratamientos de refinado de los mismos, además de la degradación del aceite, de disolventes de barnices y pinturas dentro del transformador y de la posible introducción de otro aislante contaminado.

Principalmente afectan a las propiedades eléctricas. Pueden aparecer rastros de sulfatos, sulfanatos, alcalinos, furfural, trazas de sulfuro de dióxido, y compuestos de órgano-cloro. Estas impurezas aumentan el valor de la tangente del ángulo de pérdidas como mayor perjuicio al aislante.

Partículas: estos contaminantes llegan al aceite nuevo a causa del proceso de manufactura y de su transporte en los contenedores. Predominan los óxidos metálicos y metales, principalmente hierro y cobre, así como también metales disueltos como el zinc, níquel, vanadio y sodio. Estas partículas catalizan las reacciones de oxidación del aceite, aumentando así el envejecimiento. Se dan también como impurezas partículas, fibras no metálicas de la celulosa, que pueden provenir del papel del transformador o de la madera, y otras partículas de carbón. Los aceites pueden contener entre 0.0001% y 0.001% partículas de materia mayores de 5µm de tamaño. Estas representan aproximadamente de 10^5 a 10^6 partículas por 100ml de aceite. Este tipo de impurezas reduce el valor de la rigidez dieléctrica considerablemente.

Estrés eléctrico: El deterioro del aceite aumenta si es sometido a campos eléctricos intensos.

PCB's: Los bifenilospoliclorados eran usados en los transformadores de potencia hace años pero ahora han sido prohibidos. Los PCB's son tratados como contaminantes no deseados ni permitidos por niveles detectables de los aceites del transformador. Esto es así porque presentan problemas de toxicidad y bioacumulación, lo que ha provocado su desaparición en el ámbito de los transformadores. Un transformador en buen estado debe estar totalmente limpio de PCB's.

CAPITULO III

3 EVALUACIÓN TÉRMICA PARA DETERMINAR LA TEMPERATURA DEL TRANSFORMADOR CUANDO OPERAN BAJO CONDICIONES DE CORRIENTES DE CARGA NO LINEALES.

3.1 ARMÓNICOS Y SUS EFECTOS.

3.1.1 DEFINICIÓN DE ARMÓNICOS.²

Un armónico es un componente sinusoidal de una forma de onda periódica que tiene una frecuencia que es un múltiplo entero de la frecuencia de la corriente fundamental de 60 Hz. Por ejemplo, 120Hz es el segundo armónico (60 x 2Hz), 180 Hz es el tercer armónico (3 x 60 Hz), etc. La distorsión armónica de la onda de potencia se produce cuando se combinan los segundos, terceros y otros armónicos fundamentales.

El resultado es la distorsión de corriente y voltaje en la forma de onda sinusoidal. La siguiente figura muestra las formas de onda de armónicos fundamentales y tercera armónica simplificados.

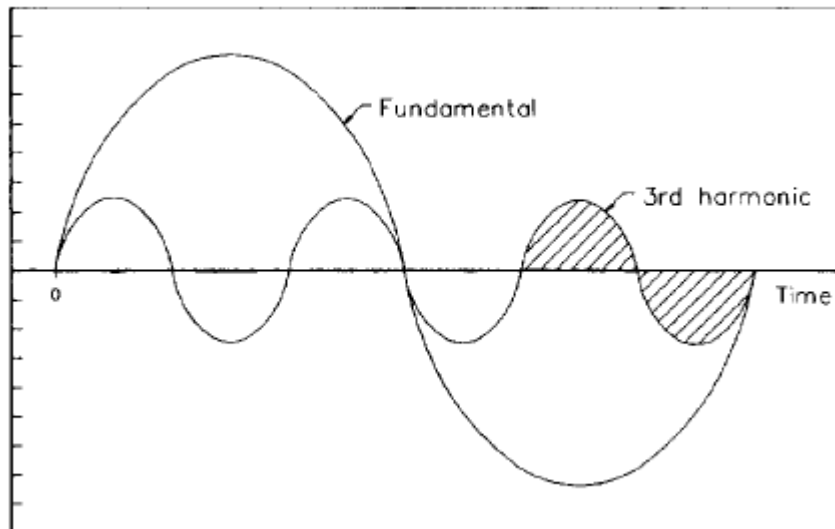


Figura 6. Forma de onda fundamental y tercera armónica

² Harmonics: The Effects on Power Quality and Transformers Robert D. Henderson, Member, IEEE, and Patrick J. Rose.

Cuando se combina, la forma de onda distorsionada, resulta

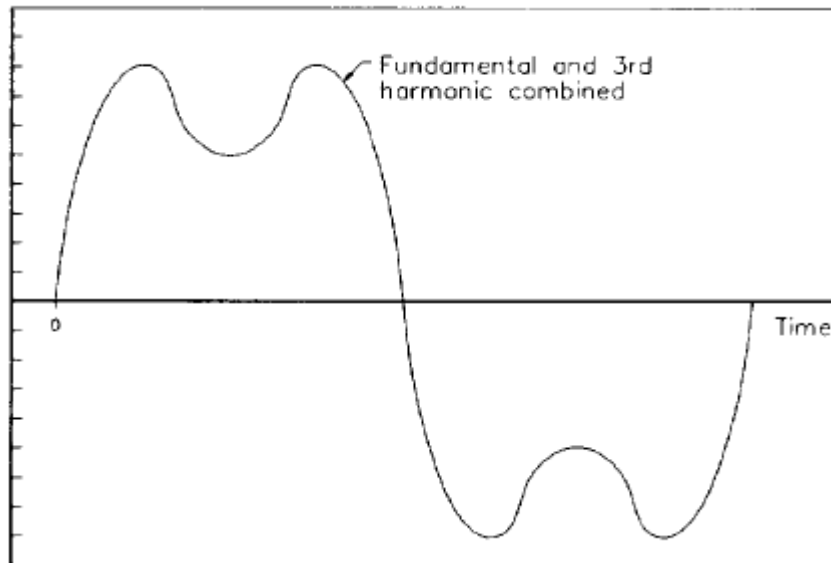


Figura 7. Fundamental y tercera armónica combinados

Una forma de onda distorsionada similar, pero más compleja puede ser vista cuando todos los armónicos generados se combinan con la fundamental.

Los armónicos se generan cuando el equipo no lineal consume corriente en pulsos cortos. Los armónicos en la corriente de carga a veces pueden resultar en transformadores sobrecalentados, neutros sobrecalentados, fusibles fundidos y los interruptores de circuito activados (o interruptores que fallan a dispararse en algunos casos).

Las Impedancias del sistema de potencia también pueden ser una fuente indirecta de los armónicos de tensión. Los armónicos de tensión se producen cuando las cargas no lineales generan corrientes armónicas que tienen efectos negativos en transformadores, cables y otras impedancias del sistema.

3.1.2 EFECTO DE CARGAS NO LINEALES ³

Actualmente las oficinas modernas y plantas industriales son dominadas por cargas no lineales; computadoras, balastos de estado sólido, iluminación PID, controles programables y variadores de velocidad por mencionar algunos. Debido a estas cargas electrónicas, cargas armónicas significantes se han añadido a la construcción de sistemas de distribución.

El resultado es una falla prematura del transformador de potencia debido a sobrecalentamiento. Hasta tiempos recientes, la única solución a este problema fue de disminuir la potencia del transformador. Esta solución ya no es aceptable.

El efecto de cargas no lineales sobre los sistemas eléctricos de potencia se ha convertido en la asignatura de preocupación desde los últimos años. Esto debido a que cargas no lineales generan corrientes no sinusoidales. Estos incluyen equipos tales como las unidades de motor de estado sólido, hornos de arco, cargadores de baterías, sistemas UPS, y las fuentes de alimentación electrónicas crecientes. El aumento del uso de estas cargas no lineales es la causa de preocupación en los sistemas de energía ya que estos sistemas tienden a convertirse en sistemas no lineal.

Las cargas no lineales se consideraban motivo de preocupación para los sistemas de potencia industriales donde se utilizaban grandes convertidores estáticos de potencia. Pero actualmente con la mayor aplicación de la electrónica a prácticamente todas las cargas eléctricas, cargas no lineales están presentes en el sistema de energía comercial y residencial.

Las cargas no lineales producen corrientes armónicas que fluyen de la carga hacia la fuente de alimentación siguiendo el camino de menor impedancia. Las corrientes armónicas son las corrientes que tienen frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental.

³ K-Factor Transformers and Non-linear Loads Prof.Rajesh Holmuke and Prof.Yogesh Angal

3.1.3 EFECTOS DE LA CORRIENTES ARMÓNICAS EN SISTEMAS DE POTENCIA.

Las corrientes armónicas afectan negativamente a todos los componentes del sistema de potencia. Estas corrientes generan estrés dieléctrico, térmico, y mecánicos adicionales. Las corrientes armónicas que fluyen a través de las impedancias del sistema de energía resultan en caídas de tensión armónicas que se observan como distorsión de tensión armónica. Esta condición podría presentarse en una de las frecuencias de corrientes armónicas significativas de la carga no lineal (típicamente la 5°, 7°, 11° y 13° armónica). Las corrientes armónicas pueden causar pérdidas en los componentes de potencia normales, incluso cuando las condiciones de resonancia no predominan.

3.1.4 EFECTO DE LAS CORRIENTES ARMÓNICAS SOBRE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.⁴

El efecto de los armónicos sobre los transformadores de potencia es doble: las corrientes armónicas causan un aumento en las pérdidas de cobre y Pérdidas de flujo disperso, los voltajes armónicos causan un aumento de pérdidas en el hierro. El efecto total es el aumento de calor en el transformador en comparación con la operación normal (corriente fundamental).

La IEEE C57.12.00-1987, propone un límite de corrientes armónicas sobre el transformador. El límite superior del factor de distorsión de corriente es 5% como corriente nominal. Esta normativa además establece la sobretensión RMS máxima que el transformador debe ser capaz de soportar en estado estable: 5% a carga nominal y 10% en vacío. Las corrientes armónicas en el voltaje aplicado no deben resultar en un voltaje total RMS excediendo estos rangos.

Cabe señalar que las pérdidas en el transformador causadas por voltaje armónico y corriente armónica son dependientes de la frecuencia. Las pérdidas aumentan cuando aumenta la frecuencia y por lo tanto, componentes armónicos a frecuencia mayor pueden ser más

⁴ IEEE Std-519, "Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems".

importantes que componentes de frecuencia menores en causar calentamiento en el transformador.

Las pérdidas en el transformador pueden ser separadas en pérdidas de carga y Pérdidas de vacío. Las pérdidas de carga pueden ser divididas en I^2R y Pérdidas dispersas.

Las pérdidas dispersas son de especial importancia cuando se evalúa el calentamiento adicional debido al efecto de una forma de onda de corriente no sinusoidal.

Las pérdidas en las partes estructurales son producto del flujo electromagnético disperso en núcleo, abrazaderas, placas magnéticas, tanque, y otras partes estructurales del transformador. Las pérdidas dispersas por corrientes de Eddy se generan en los devanados y estas pérdidas aumentaran en proporción al cuadrado de la corriente de carga y el cuadrado de la frecuencia. La temperatura además aumentara en las partes estructurales debido a las corrientes de Eddy que son aproximadamente al cuadrado de la corriente de carga.

Las pérdidas antes mencionadas se trataran más a profundidad en este capítulo, y se establecerá los efectos de las corrientes armónicas sobre transformadores de potencia, al igual que las ecuaciones que definen el aumento de temperatura, propuestas por la norma IEEE Std C57.110.

3.1.5 ELEVACIÓN DE TEMPERATURA Y NORMAS APLICABLES.

Dado que la predicción de las temperaturas del punto más caliente y del aceite aislante son vitales en la determinación de los límites aceptables en la operación de transformadores de potencia con cargas que incluyen algún grado de contenido armónico, los métodos definidos en la norma IEEE Std C57.110, son definidos como la línea base.

Esta tesis está enfocada a describir el procedimiento para establecer la elevación de temperatura en un transformador de potencia específico, cuando existen corrientes de carga no lineales, mediante la norma IEEE C57.110.

3.1.6 PRACTICAS RECOMENDADAS PARA ESTABLECER LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR CUANDO ALIMENTAN CORRIENTES DE CARGA NO SINUSOIDALES.

La metodología de cálculo está basada en la norma IEEE C57.110 “IEEE prácticas recomendadas para establecer la capacidad del transformador cuando alimentan cargas con corrientes no sinusoidales”.

El procedimiento siguiente describe el método que permite determinar la capacidad de los transformadores de potencia sin pérdida de su expectativa normal, cuando alimentan corrientes de cargas no lineales.

Este procedimiento permite evaluar la factibilidad de aplicar dichas corrientes a transformadores en servicio así como especificar transformadores nuevos que alimentarán corrientes de cargas no lineales. En esta práctica recomendada por la IEEE se describen dos métodos.

Los métodos que describe la norma son los siguientes:

- El primero se basa en la información detallada de la distribución de la densidad de pérdidas dentro de los devanados del transformador. Este método es generalmente usado por los ingenieros de diseño en la fabricación de transformadores.
- El segundo es menos exacto y se toman como referencia los datos del informe de pruebas del fabricante del transformador y por mediciones hechas al transformador.

En el presente trabajo de investigación se aplicara el segundo método, ya que se tendrá acceso a los parámetros necesarios para aplicar el procedimiento.

3.2 PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

La IEEE Std C57.12.90-1993 un procedimiento de prueba estándar en el cual se incluyen los transformadores de potencia sumergidos en aceite, categoriza las pérdidas del transformador

como pérdida sin carga (pérdida de excitación), la pérdida de carga (pérdida de impedancia); y pérdida total (la suma de la pérdida sin carga y la pérdida de carga).

Las pérdidas de carga y pérdidas en vacío se analizarán de manera separada, debido a que se dan por fenómenos distintos y tienen efectos distintos sobre el transformador.

Esta sección está enfocada a hacer un análisis cualitativo de las Pérdidas en un transformador de potencia cuando opera bajo condiciones de carga y en vacío, el cual sentara una base la cual se proyectara para luego tratar los efectos que se producen en el transformador cuando se someten a condiciones de cargas armónicas.

3.2.1 PÉRDIDAS DE CARGA.⁵

Las pérdidas de carga de un transformador son pérdidas que inciden para una carga específica manejada por el transformador. Las pérdidas de carga incluyen las Pérdidas I^2R en los devanados por a corrientes de carga y Pérdidas dispersas debido a corrientes de Eddy inducidas por flujo disperso, en los devanados, abrazaderas del núcleo, placas magnéticas, paredes de los tanques, y otras partes conductivas. Las pérdidas dispersas también pueden ser causadas por las corrientes que circulan en los devanados en paralelo o hilos del conductor.

Las pérdidas por flujo disperso pueden ser definidas como las pérdidas debido a flujo electromagnético disperso en el devanado, núcleo, abrazaderas centrales, paredes del tanque, etc. Por lo tanto, la pérdida de dispersión se subdivide en pérdida de dispersión en devanados y pérdida de dispersión en componentes distintos de los devanados. La pérdida de dispersión en el devanado incluye las Pérdidas por corrientes de Eddy en los hilos del conductor y las Pérdidas debido a las corrientes circundantes entre hilos o circuitos devanados paralelos.

⁵ IEEE Std C57.12.90-2006, "IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers".

Las pérdidas de carga se miden mediante la aplicación de un corto circuito a través de ya sea el devanado de alta tensión o de baja tensión de bobinado y aplicando suficiente tensión a través del otro devanado para causar una corriente especificada que fluye en los devanados.

La pérdida parásita se determina restando la Pérdida I^2R (calculada de la resistencia medida) de la pérdida de carga medida (impedancia de Pérdida). La pérdida de potencia en el transformador bajo estas condiciones es igual a las pérdidas de carga del transformador a la temperatura de prueba para la corriente de carga especificada. La IEEE Std 57.110-1998 define la siguiente ecuación la cual engloba todas las Pérdidas debido al efecto de carga:

$$P_{LL} = P + P_{EC} + P_{OSL} \quad [W] \quad (1)$$

Donde:

P_{LL} : Pérdidas de Carga.

P : Pérdidas I^2R .

P_{EC} : Pérdidas por corrientes de Eddy.

P_{OSL} : Pérdidas por flujo de dispersión.

A continuación se describirán cada uno de los términos de la ecuación anterior, ya que es fundamental en la aplicación del procedimiento.

- **PÉRDIDAS I^2R [P]**

En los transformadores la transferencia de potencia de la fuente hacia la carga no se realiza al 100%, esto debido a los diferentes tipos de pérdidas que se generan dentro del mismo, una de estas pérdidas consiste en el calentamiento resistivos de los devanados primarios

y secundarios del transformador (Pérdidas en el cobre), determinada por la relación " I^2R ".

En los devanados se tienen una resistencia que disipa potencia a razón de I^2R en forma de calor. Estas pérdidas de I^2R se encuentran asociadas con la resistencia del arrollamiento primario (pérdida del primario) y también con la resistencia del secundario (pérdida del secundario). Cuando en el arrollamiento secundario se carece de una carga, no hay una corriente presente en éste, y por consiguiente no hay pérdida de potencia en el secundario. Sin embargo, en el primario hay corriente y por lo tanto, hay pérdida I^2R en él.

- *PÉRDIDAS POR CORRIENTES DE EDDY EN LOS DEVANADOS [P_{EC}]*

Las pérdidas parasitas o también conocidas como pérdidas en el núcleo magnético, crean Pérdidas de energía a través del efecto Joule, estas corrientes transforman energía útil en calor no deseado, bajando la eficiencia de aparatos que usan un campo magnético variable tal es el caso de los transformadores de potencia.

Este fenómeno da lugar cuando al alimentar la bobina con una corriente alterna se producirá un campo magnético alterno inducido que pasara a través del núcleo

Las corrientes parasitas se oponen al cambio del flujo del núcleo. Por consiguiente, forzan a las líneas de flujo hacia las orillas de la sección transversal del núcleo. Lo que causa este fenómeno de las pérdidas de corrientes parasitas es que la distribución del flujo en la sección transversal del núcleo no sea uniforme.

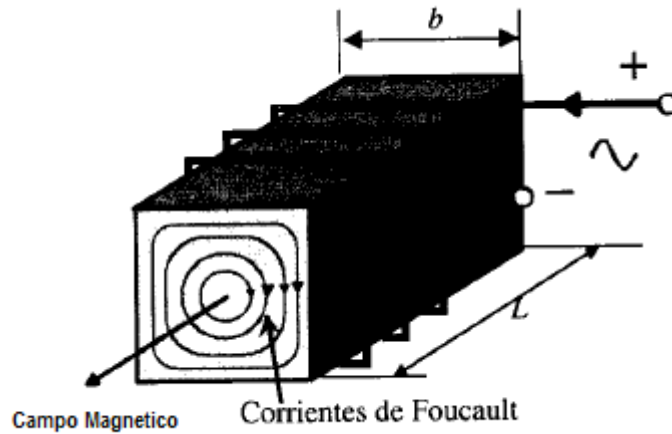


Figura 8. Corrientes parasitas en un núcleo de hierro

Esto dará origen a la aparición de unas FEM (Fuera Electromotriz) inducida en el material que darán lugar a las corrientes parasitas que circularan por el núcleo. Como las corrientes inducidas forman anillos que parecen remolinos así como se observa en la figura 8, son llamadas también corrientes parasitas o de remolinos. Estas corrientes son la causa de pérdidas de potencia y calentamiento en el núcleo para la disminución de las Pérdidas por corrientes parasitas, el hierro empleado en los circuitos magnéticos suele estar laminado, con láminas individuales que se encuentran paralelas al flujo con lo que las corrientes parasitas quedan encerradas en una trayectoria transversal muy pequeña, así se disminuyen las Pérdidas por corrientes parasitas.

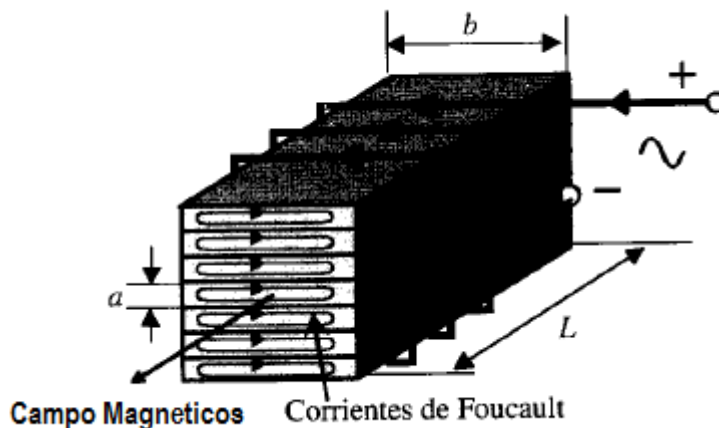


Figura 9. Corrientes parasitas en un núcleo laminado.

- *PÉRDIDAS POR FLUJO DISPERSO. [P_{OSL}]*

Este tipo de pérdidas se generan en componentes estructurales del transformador, sin tomar en cuenta los devanados. Este fenómeno se da debido al campo magnético que se genera en los devanados del transformador debido a la conducción de corriente en ellos y debido a la naturaleza del campo, el cual no se puede confinar, este provoca que se magnetizen los componentes estructurales internos del transformador lo cual genera pérdidas.

La magnitud de flujo de dispersión incidente de partes estructurales está relacionado con el tamaño del transformador, debido a que en transformadores de mayor potencia, las partes estructurales son de mayor tamaño, lo que contribuye al calentamiento del transformador reduciendo su vida útil.

A continuación se mencionan algunos de elementos estructurales del transformador donde se generan pérdidas por flujo de dispersión:

- a) Pérdida en el borde del núcleo.
- b) Pérdida difusa en las estructuras
- c) Pérdida parasita en placas de contacto.
- d) Pérdida parasita en tanque.

3.2.2 PÉRDIDAS DE VACÍO⁶

Pérdidas sin carga (Excitación) son pérdidas que aparecen por la excitación del transformador. Las pérdidas sin carga incluyen las pérdidas en el núcleo, pérdidas dieléctricas, pérdida de conductor en el devanado debido a la corriente de excitación, y pérdidas en el conductor debido a la corriente que circula en los devanados paralelos. Estas pérdidas cambian con el voltaje de excitación.

La corriente de excitación (Corriente sin carga) es la corriente que fluye en cualquier devanado usado para excitar el transformador cuando todos los otros devanados están en circuito abierto. Generalmente se expresa en porcentaje de la corriente nominal del devanado en la que se mide.

Las pérdidas en vacío se componen fundamentalmente de pérdidas en el núcleo del transformador, que es una función de la magnitud, frecuencia y forma de onda de la tensión aplicada. Las Pérdidas sin carga varían con la temperatura y son especialmente sensibles a las diferencias en la forma de onda. Por lo tanto, las mediciones de pérdida sin carga variarán notablemente con la forma de onda de la tensión de prueba.

Además, varios otros factores afectan a las pérdidas en vacío y corriente de un transformador. Los factores relacionados con el diseño incluyen el tipo y el grosor del núcleo de acero, la configuración de núcleo, la geometría de las articulaciones principales, y la densidad de flujo en el núcleo.

Los factores que causan las diferencias en las pérdidas en vacío de los transformadores del mismo diseño incluyen la variabilidad en las características del acero de núcleo, los esfuerzos mecánicos inducidos en la fabricación, la variación en la estructura de separación, y las articulaciones principales.

⁶ IEEE Std C57.12.90-2006, "IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers".

3. 3 METODOLOGIA DE CÁLCULO.

3.3.1 EFECTOS DE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA SOBRE LAS PÉRDIDAS.

En el inicio de este capítulo se estudiaron todas las Pérdidas en el transformador, pero sin tomar en cuenta el efecto de las corrientes armónicas por cargas no lineales. A continuación se enfocara la incidencia de corrientes armónicas sobre el transformador.

- Efecto de la corriente armónica sobre Pérdidas I^2R .

Si el valor eficaz de la corriente de carga se incrementa debido a los componentes armónicos, se incrementará la pérdida I^2R .

- Efecto de la corriente armónica sobre P_{EC} .

Las pérdidas por corrientes de Eddy en los devanados (P_{EC}) en el espectro de frecuencia tiende a ser proporcional al cuadrado de la corriente de carga y el cuadrado de la frecuencia. Es esta característica puede causar pérdida excesiva en los devanados y, por lo tanto aumento de la temperatura del devanado en transformadores que suministran corrientes de carga no lineales.

- Efectos de corriente armónica sobre P_{OSL} .

Las pérdidas por flujo de dispersión en el núcleo, abrazaderas y piezas estructurales también aumentarán a una tasa proporcional al cuadrado de la corriente de carga. Sin embargo, estas pérdidas no van a aumentar a un ritmo proporcional al cuadrado de la frecuencia, como en las pérdidas en los devanados. Los estudios realizados por los fabricantes y los otros investigadores han demostrado que las pérdidas por corrientes de Eddy en las barras colectoras, las conexiones y partes estructurales aumentan por un factor de exponente armónico de 0.8 o menos. Por lo tanto, 0.8 se utilizará a lo largo de este

documento. Este tipo de pérdidas se aplican a transformadores inmersos en aceite.

Otros Efectos:

- Componentes de DC de la corriente de carga

Las corrientes de carga de armónicas tienen una componente de corriente continua en la corriente de carga. Una componente continua de la corriente de carga aumentará la pérdida en el núcleo del transformador. Los componentes de corriente continua son relativamente pequeños y por lo tanto no tienen ningún efecto sobre la capacidad de carga de un transformador determinado por esta práctica recomendada. Componentes de la corriente de carga de corriente continua de mayor magnitud pueden afectar negativamente a la capacidad del transformador y se deben evitar.

- Efecto sobre aumento de aceite

Para los transformadores inmersos en líquido aislante. El aumento de temperatura en el aceite, aumentará a medida que las pérdidas totales de carga aumentan con la carga armónica.

3.3.2 CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR EQUIVALENTE.

La capacidad del transformador establecido siguiendo los procedimientos en esta práctica recomendada se basa en las siguientes premisas:

- El transformador, excepto la distribución de corriente armónica de carga, se asume que puede ser operado de acuerdo con las "condiciones de servicio usuales" descritas en IEEE Std C57.12.00-1993 o IEEE Std C57.12.01-1998.
- Se asume que el transformador es capaz de suministrar una corriente de carga de cualquier contenido armónico.

3.3.3 DATOS BÁSICOS.

Con el fin de realizar los cálculos en esta práctica recomendada, la magnitud de las corrientes armónicas deben ser normalizadas en términos de la magnitud de la componente de frecuencia fundamental o de la magnitud del total de corriente eficaz. Cada componente de frecuencia armónica también debe ser definida a partir de mediciones del sistema de potencia. Además deben de estar disponibles los datos de placa y pruebas de cortocircuito y circuito abierto.

3.3.4 PÉRDIDAS EN POR UNIDAD DEL TRANSFORMADOR

Dado que la mayor preocupación acerca de un transformador que opera bajo condiciones de carga de armónicos será por sobrecalentamiento de los devanados, es conveniente considerar la densidad de pérdida en los devanados sobre una base por unidad (corriente de base es la corriente nominal y la densidad de la pérdida de base es el densidad de la pérdida de I^2R a la corriente nominal). Por lo tanto la ecuación [1] se aplica a las condiciones de carga nominal se puede reescribir en función de cada unidad de la siguiente manera:

$$P_{LL-R}(pu) = 1 + P_{EC-R}(pu) + P_{OSL}(pu) \quad pu \quad [2]$$

Teniendo en cuenta la pérdida por corriente de Eddy inducida en condiciones normales en los devanados de un transformador P_{EC-R} , las pérdidas por corrientes parásitas debido a cualquier corriente de carga armónica puede expresarse como:

$$P_{EC} = P_{EC-R} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_R} \right)^2 h^2 \quad W \quad [3]$$

La pérdida I^2R a la carga nominal es uno por unidad (por definición). Para corrientes de carga no sinusoidales, la ecuación para la corriente eficaz en forma unitaria (corriente de base es la corriente nominal), será:

$$I_{pu} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h(pu)^2} \quad pu \quad [4]$$

La ecuación [3] también puede escribirse en forma unitaria (corriente de base es la corriente nominal y la densidad de la pérdida de la base es la densidad de la pérdida de I^2R a la corriente nominal):

$$P_{EC(pu)} = P_{EC-R} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h(pu)^2 h^2 \quad pu \quad [5]$$

3.3.5 PÉRDIDAS DEL TRANSFORMADOR A CORRIENTES MEDIDAS

Las ecuaciones (2) a (5) suponen que las corrientes medidas se toman a las corrientes nominales del transformador. Dado que esto rara vez se encuentra en el campo, se necesita un nuevo término para describir las pérdidas parásitas y pérdidas en el devanado de Eddy y la frecuencia de alimentación, Pero. Tres supuestos son necesarios para aclarar el uso de este término:

- Las pérdidas parásitas o de Eddy son aproximadamente proporcionales al cuadrado de la frecuencia.
- Las pérdidas por corrientes de Eddy son una función de la corriente en los conductores. Cualquier ecuación para la pérdida se puede expresar en términos de la corriente de carga rms.

- La superposición de las pérdidas parásitas se aplicará, lo que permitirá la adición directa de las pérdidas parásitas debidas a los distintos armónicos.

Las ecuaciones [3] y [5] Ahora pueden ser escritas de manera más general en la siguiente ecuación:

$$P_{EC} = P_{EC-O} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I}\right)^2 h^2 \quad W \quad [6]$$

La ecuación anterior se puede reescribir de la siguiente manera:

$$P_{EC} = P_{EC-O} \times \sum_{h=1}^{h=h_{max}} (I_h)^2 h^2 / I^2 \quad W \quad [7]$$

El valor eficaz de la corriente de carga no sinusoidal entonces dada por:

$$I = \sqrt{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2} \quad A \quad [8]$$

Los términos de corriente rms, I pueden expresarse en términos de las frecuencias componentes:

$$P_{EC} = P_{EC-O} \times \sum_{h=1}^{h=h_{max}} (I_h)^2 h^2 / \sum_{h=1}^{h=h_{max}} (I_h)^2 \quad W \quad [9]$$

3.3.6 FACTOR DE PÉRDIDA ARMÓNICA POR CORRIENTES DE EDDY EN DEVANADOS.

Es conveniente definir un número único que se puede utilizar para determinar la capacidad de un transformador en el suministro de energía a una carga. F_{HL} es un

factor de proporcionalidad aplicado a las pérdidas de Eddy en el devanado, lo que representa el calentamiento como resultado de la corriente de carga de armónica.

F_{HL} el factor de las pérdidas por corrientes parásitas totales debidas a los armónicos, (P_{EC}), y a las Pérdida de corrientes de Eddy como si no existieran corrientes armónicas, (P_{EC-0}). Esta definición en forma de ecuación es:

$$F_{HL} = \frac{P_{EC}}{P_{EC-0}} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} (I_h)^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} (I_h)^2} \quad [10]$$

La ecuación [10] sugiere que F_{HL} debe calcularse en función de los valores efectivos reales de las corrientes armónicas. Varios dispositivos de medición permiten realizar cálculos en términos de los armónicos normalizados con el total de corriente eficaz o a la primera o armónico fundamental. La ecuación [10] puede ser adaptado a estas situaciones dividiendo el numerador y el denominador por cualquiera de I_1 , la corriente armónica fundamental y el rms total de corriente I_1 . Estos términos pueden ahora ser aplicados a la ecuación (10) término a término, lo que resulta en las ecuaciones [11] y [12].

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I_1}\right]^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I_1}\right]^2} \quad [11]$$

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I}\right]^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I}\right]^2} \quad [12]$$

En cualquier caso, F_{HL} sigue siendo el mismo valor, ya que es una función de la distribución de la corriente armónica y es independiente de la magnitud relativa.

3.3.7 FACTOR DE PÉRDIDA ARMÓNICA POR FLUJO DISPERSO.

Aunque el calentamiento debido a pérdidas en componentes estructurales por flujo de dispersión generalmente no es una consideración para transformadores de tipo seco, puede tener un efecto sustancial en transformadores inmersos en aceite. Una relación similar existe para el factor de pérdida por corrientes de Eddy y para estas otras pérdidas de dispersión en un transformador puede ser desarrollada de una manera similar. Sin embargo, las pérdidas debidas a conexiones de barras de bus, partes estructurales, tanque, etc. son proporcionales al cuadrado de la corriente de carga y la frecuencia armónica a la potencia de 0,8. Esto puede ser expresado en una forma similar a la ecuación [3].

$$P_{OSL} = P_{OSL-R} \sum_{h=1}^{h=h_{mac}} \left(\frac{I_h}{I_R} \right)^2 h^{0.8} W \quad [13]$$

Las ecuaciones correspondientes al factor de pérdida de armónicos, normalizado a la corriente fundamental y normalizado a la corriente eficaz, respectivamente, son:

$$F_{HL-STR} = \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2 h^{0.8} / \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2 \quad [14]$$

$$F_{HL-STR} = \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I} \right]^2 h^{0.8} / \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I} \right]^2 \quad [15]$$

3.4 PROCEDIMIENTOS RECOMENDADOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE CARGA DE LOS TRANSFORMADORES EXISTENTES.

3.4.1 CÁLCULOS DE AUMENTO DE TEMPERATURA PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA INMERSOS EN ACEITE.

Como indican las ecuaciones de la norma IEEE Std C57.91-1995, para modo ONAN autoventilado el aumento superficial del aceite es proporcional a el total de las pérdidas a el exponente 0.8 y puede ser estimado por las pérdidas por corrientes armónicas, basado en la carga nominal y las Pérdidas como se muestra a continuación.

$$\theta_{TO} = \theta_{TO-R} \times \left(\frac{P_{LL} + P_{NL}}{P_{LL-R} + P_{NL}} \right)^{0.8} \text{ } ^\circ C \quad [16]$$

Donde

$$P_{LL} = P + [F_{HL} \times P_{EC}] + [F_{HL-STR} \times P_{OSL}] \text{ } W \quad [17]$$

El aumento del punto más caliente en el conductor también proporcional a las pérdidas de carga al exponente 0.8 y puede ser calculado como sigue:

$$\theta_g = \theta_{g-R} \times \left(\frac{P_{LL}(pu)}{P_{LL-R}(pu)} \right)^{0.8} \text{ } ^\circ C \quad [18]$$

Esta ecuación también puede ser escrita como:

$$\theta_g = \theta_{g-R} \times \left(\frac{1 + F_{HL} \times P_{EC-R}(pu)}{1 + P_{EC-R}(pu)} \right)^{0.8} \text{ } ^\circ C \quad [19]$$

3.4.2 CÁLCULOS UTILIZANDO DATOS DISPONIBLES DEL REPORTE DE PRUEBAS CERTIFICADO.

Para la determinación de la temperatura del aceite y punto más caliente en transformadores existentes, para los que el fabricante no ha realizado una prueba para medir las pérdidas por corrientes de Eddy en los devanados. Este procedimiento propone el uso de los datos limitados del reporte de pruebas certificado.

Con el fin de hacer cálculos con datos limitados se han considerado ciertas hipótesis que son consideradas como conservadoras. Estos supuestos pueden ser modificados en base a la orientación del fabricante para un transformador particular.

1. El reporte de prueba certificada incluido todos los datos en los apéndices IEEE C57.12-90-1993 o apéndices IEEE C57.12-90-1995.
2. Una parte de las Pérdidas dispersas, determinado por un cierto porcentaje, se asume como Pérdida por corrientes de Eddy. Esto se asume conservador y podría no ser tomado si mejor información se pueden citar. En el caso de transformadores inmersos en aceite aislante se tomara un valor del 33% del total de pérdidas de parasitas es asumido para ser Pérdidas de Eddy en devanados para transformadores inmersos en líquido.
3. La pérdida I^2R se asume que está distribuida uniformemente en ambos devanados.
- 4) La división de la pérdida de corrientes de Eddy entre los devanados se supone que es como sigue:
 - a) 60% en el bobinado interior y 40% en el bobinado exterior para todos los transformadores que tiene una corriente nominal de auto-enfriado máxima de menos de 1,000 A (independientemente de relación de transformación).

- b) 60% en el bobinado interior y 40% en el bobinado exterior para todos los transformadores que tiene una relación de espiras de 4:1 o menos.
- c) 70% en el bobinado interior y 30% en el bobinado exterior para todos los transformadores que tiene una relación de espiras mayor que 4:1 y también tiene uno o más devanados con un auto enfrió máxima corriente nominal mayor que 1,000 A.

5) La distribución de pérdidas de corrientes parásitas dentro de cada devanado se supone que es no uniforme. La densidad máxima de pérdida de corrientes parásitas se supone que es en la región del punto más caliente del devanado y se supone que es 400% de la densidad promedio de la pérdida de corrientes parásitas para ese devanado.

Según lo establecido en los códigos de prueba IEEE Std C57.12.90-1993 y IEEE Std C57.12.91-1995, los componentes de pérdidas dispersas de pérdidas de cargas se calcula restando la pérdida I^2R del transformador de la pérdida de carga medida.

Por lo tanto:

$$P_{TSL-R} = P_{LL-R} - K [(I_{1-R})^2 \times R_1 + (I_{2-R})^2 \times R_2] \quad W \quad [20]$$

Donde:

K= 1.0 para transformadores monofásicos

K= 1.5 para los transformadores trifásicos

Por supuesto en esta sección, se toma una parte de la pérdida difusa como pérdida de corrientes parásitas. Para los transformadores inmersos en aceite, la pérdida de Eddy de bobinado se supone que es:

$$P_{EC-R} = P_{TSL-R} \times 0.33 \text{ W} \quad [21]$$

Las otras pérdidas de dispersión se calculan de la siguiente manera:

$$P_{OSL-R} = P_{TSL-R} - P_{EC-R} \text{ W} \quad [22]$$

Anteriormente se supone que la pérdida I^2R es distribuida uniformemente dentro de la bobina, y por el supuesto 5), la densidad máxima de corriente inducida que se supone que es 400% del valor promedio, en forma de ecuación:

$$P_{EC-R}(pu) = \frac{2.4 \times P_{EC-R}}{K \times (I_{2-R})^2 \times R_2} pu \quad [23]$$

O en el otro caso:

$$P_{EC-R}(pu) = \frac{2.8 \times P_{EC-R}}{K \times (I_{2-R})^2 \times R_2} pu \quad [24]$$

Se puede escribir en función de la elevación de temperatura del punto más caliente.

$$\theta_{g1} = \theta_{g1-R} \times \left(\frac{1 + 2.4 \times F_{HL} \times P_{EC-R}(pu)}{1 + 2.4 \times P_{EC-R}(pu)} \right)^{0.8} \text{ } ^\circ\text{C} \quad [25]$$

O en caso contrario:

$$\theta_{g1} = \theta_{g1-R} \times \left(\frac{1 + 2.8 \times F_{HL} \times P_{EC-R}(pu)}{1 + 2.8 \times P_{EC-R}(pu)} \right)^{0.8} \text{ } ^\circ\text{C} \quad [26]$$

CAPITULO IV

4. APLICACIÓN PRÁCTICA DE LA NORMA IEEE Std C57.110

Este capítulo está enfocado a la aplicación práctica de la metodología que se describe en la norma IEEE C57.100, haciendo énfasis que el propósito de este estándar es establecer métodos para determinar la capacidad de transformadores cuando alimentan corrientes de carga no sinusoidales. El estándar describe dos métodos, pero en este documento se desarrollara el segundo método el cual toma como referencia los datos del informe de pruebas del fabricante del transformador, cabe mencionar que este método es muy conservador.

4.1 CALCULO DE PÉRDIDAS.⁷

Los datos del informe de pruebas del fabricante y de placa corresponden al transformador de servicio de transmisión de la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL SA de CV), y son los que se muestran a continuación:

TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE ETESAL	
CAPACIDAD NOMINAL	30 / 40/ 50 MVA
TIPO DE ENFRIAMIENTO	ONAF / ONAF I / ONAF II
TENSION PRIMARIA	115 kV
TENSION SECUNDARIA	23 kV
PÉRDIDAS DE VACIO	36.30 kW
PÉRDIDAS DE CARGA	167 kW
CONEXION PRIMARIA	Estrella
CONEXION SECUNDARIA	Delta
FRECUENCIA	60 Hz
TIPO	INMERSO EN ACEITE
ALTURA DE INSTALACION	1000 msnm

⁷ Datos proporcionados por ETESAL

Tabla 2. Datos del transformador de potencia de Subestación ETESAL

La aplicación del método requiere de mediciones del contenido de las armónicas en la corriente fundamental del transformador de potencia, para diversas frecuencias armónicas. Estos datos fueron obtenidos de la medición del analizador de redes Dranetz y mediante el software Dram View se visualizaron y se tabularon los valores de corrientes armónicas del transformador de potencia.

Utilizando un método estadístico se determinó un valor representativo para cada armónica de corriente y de la corriente fundamental, la siguiente tabla muestra los datos de corrientes armónicas normalizadas a la corriente fundamental.

h	$\frac{I_h}{I}$	$\left(\frac{I_h}{I}\right)^2$	h^2	$\left(\frac{I_h}{I}\right)^2 h^2$	$h^{0.8}$	$\left(\frac{I_h}{I}\right)^2 h^{0.8}$
1	1.000000	1.000000	1	1.000000	1.000000	1.000000
2	0.004895	0.000024	4	0.000096	1.741101	0.000042
3	0.005840	0.000034	9	0.000307	2.408225	0.000082
4	0.004476	0.000020	16	0.000321	3.031433	0.000061
5	0.036277	0.001316	25	0.032901	3.623898	0.004769
6	0.004443	0.000020	36	0.000711	4.192963	0.000083
7	0.006682	0.000045	49	0.002188	4.743276	0.000212
8	0.004528	0.000020	64	0.001312	5.278032	0.000108
9	0.004637	0.000022	81	0.001742	5.799546	0.000125
10	0.004638	0.000022	100	0.002151	6.309573	0.000136
11	0.004760	0.000023	121	0.002741	6.809483	0.000154
12	0.004545	0.000021	144	0.002975	7.300372	0.000151
13	0.004486	0.000020	169	0.003401	7.783137	0.000157
14	0.004424	0.000020	196	0.003836	8.258524	0.000162
15	0.004435	0.000020	225	0.004427	8.727161	0.000172
16	0.004515	0.000020	256	0.005218	9.189587	0.000187
17	0.004559	0.000021	289	0.006006	9.646264	0.000200
18	0.004598	0.000021	324	0.006849	10.097596	0.000213
19	0.004672	0.000022	361	0.007878	10.543939	0.000230
20	0.004745	0.000023	400	0.009005	10.985605	0.000247
21	0.004681	0.000022	441	0.009663	11.422875	0.000250
Σ		1.001753		1.103725		1.007741

Tabla 3. Medición del contenido de corrientes armónicas

Las corrientes nominales primaria y secundaria del transformador pueden ser calculadas de los MVA del transformador y los valores de voltaje nominal en el lado de media y alta tensión.

Corriente Nominal Primaria:

$$I_{1-R} = \frac{50 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 115 \text{ kV}} = 251 \text{ [A]}$$

Corriente Nominal Secundaria:

$$I_{2-R} = \frac{50 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 23 \text{ kV}} = 1255 \text{ [A]}$$

Las resistencias de los devanados se calcularon mediante las pruebas de cortocircuito y de circuito abierto que se realizaron en. Las resistencias de cada devanado son:

Resistencia	Ohmios [Ω]
Primaria	1.76
Secundaria	0.07

Tabla 4. Resumen de resistencia de devanados

Luego aplicando la metodología de la norma en la cual se detalla que las resistencias en serie de los devanados se calcula como se muestra:

- Devanado Delta: 2/9 de la resistencia trifásica.
- Devanado Estrella 2/3 de la resistencia trifásica.

Luego la resistencia primaria y secundaria será:

$$R_1 = \frac{2}{3}(1.76) = 1.17$$

$$R_2 = \frac{2}{9}(0.07) = 0.016$$

Usando la ecuación [20], las pérdidas totales por dispersión del flujo magnético en condiciones nominales:

$$P_{TSL-R} = P_{LL-R} - K [(I_{1-R})^2 \times R_1 + (I_{2-R})^2 \times R_2]$$

Donde el factor $K = 1.5$ para transformadores trifásicos.

$$P_{TSL-R} = 167000 - 1.5 [(251)^2 \times 1.17 + (1255)^2 \times 0.016]$$

$$P_{TSL-R} = 167000 - 148367$$

$$P_{TSL-R} = 18632 [W]$$

Luego, las pérdidas en los devanados por corrientes de Eddy en condiciones nominales, ecuación [21]:

$$P_{EC-R} = P_{TSL-R} \times 0.33$$

$$P_{EC-R} = 18632 \times 0.33$$

$$P_{EC-R} = 6148 [W]$$

Las por pérdidas por flujo de dispersión, ecuación [22]:

$$P_{OSL-R} = P_{TSL-R} - P_{EC-R}$$

$$P_{OSL-R} = 18632 - 6148$$

$$P_{OSL-R} = 12483 [W]$$

Finalmente las pérdidas totales de carga se determinan de acuerdo a la ecuación [1]:

$$P_{LL} = P + P_{EC} + P_{OSL}$$

A la carga nominal y a una frecuencia de 60 [Hz], las pérdidas totales en el transformador se muestran:

<i>Vacio</i>	34300 W
<i>P</i>	148367 W
<i>P_{EC}</i>	6148 W
<i>P_{OSL}</i>	12483 W
<i>Totales</i>	20129 W

Las elevaciones de temperatura permitidas de acuerdo a los datos de placa del fabricante son:

- Superior del aceite 55°
- Media de los devanados 55°
- Elevación del punto más caliente 65°

De acuerdo a los resultados de la distribución de contenido armónico, mostrados anteriormente en la tabla [2] se calcularán los factores de corrección o de pérdidas.

El factor de pérdidas armónicas o de corrección por corrientes de Eddy, de acuerdo a la ecuación [11]:

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I} \right]^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I} \right]^2}$$

$$F_{HL} = \frac{1.103725}{1.001753} = 1.102$$

El factor de pérdidas armónicas por flujos de dispersión se calcula de acuerdo a la ecuación [15]:

$$F_{HL-TSR} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2 h^{0.8}}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2}$$

$$F_{HL-STR} = \frac{1.007741}{1.001753} = 1.006$$

4.2 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS

Con el fin de determinar el aumento de temperatura en el aceite, las pérdidas totales deben de ser corregidas por efecto de contenido armónico en la corriente fundamental. Para determinar las pérdidas corregidas, al 80% de la carga:

$$P_{LL}(pu) = 1.001^2 \times 0.80^2$$

$$P_{LL}(pu) = 0.6413 pu$$

De acuerdo a los cálculos realizados anteriormente, se muestra una tabla con los valores de pérdidas:

Tipo de Pérdidas [W]	Pérdidas Nominales [W]	Pérdidas corregidas [W]	Multiplicador Armónico	Pérdidas Totales Corregidas [W]
<i>Sin Carga</i>	36300	36300	-	36300
<i>P</i>	148367	95145	-	95145
<i>P_{EC}</i>	6148	3942	1.102	4344
<i>P_{OSL}</i>	12483	8005	1.006	8053
Totales	203298	143392	-	143842

Tabla 5. Valores corregidos de Pérdidas

La tabla anterior muestra las Pérdidas nominales sin la influencia de corrientes armónicas y las Pérdidas corregidas.

Con estas magnitudes de Pérdidas ya se tienen la información suficiente para determinar la elevación de temperatura en el aceite y punto más caliente en el conductor.

4.3 CALCULO DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURAS

Con los cálculos realizados anteriormente se determinara la elevación de temperatura en el aceite del transformador debido a la presencia de corrientes armónicas.

La elevación de temperatura en el aceite se calcula de acuerdo a la ecuación [16]:

$$\theta_{TO} = \theta_{TO-R} \times \left(\frac{P_{LL} + P_{NL}}{P_{LL-R} + P_{NL}} \right)^{0.8}$$

$$\theta_{TO} = 55^\circ \times \left(\frac{143842}{203298} \right)^{0.8}$$

$$\theta_{TO} = 41.70^\circ$$

Luego para determinar la elevación en los devanados se calculara las Pérdidas en el devanado secundario:

$$(I_{2-R})^2 \times R_2 \times 1.5 = (1255)^2 \times 0.016 \times 1.5 = 37800 [W]$$

$$(I_2)^2 \times R_2 \times P_{LL}(pu) = 24240 [W]$$

La elevación del punto más caliente en los conductores será:

$$\theta_g = (65 - 55) \times \left(\frac{24240 + 4344 \times 2.4}{37800 + 6148 \times 2.4} \right)^{0.8}$$

$$\theta_g = 7.17^\circ$$

El punto más caliente en el transformador será:

$$\theta_{Tmax} = 41.70^\circ + 7.17^\circ$$

$$\theta_{Tmax} = 48.87^\circ$$

Esta temperatura determinada es sobre la temperatura ambiente, y está muy debajo por la temperatura máxima permisible.

De acuerdo a este valor de temperatura, se puede decir que el transformador no está siendo influenciado por corrientes de carga no lineales, está en operación normal y no está sometido a calentamiento, por lo cual su vida útil no se reducirá.

El siguiente esquema muestra los pasos en detalle que se deben de seguir para determinar la elevación de temperatura.

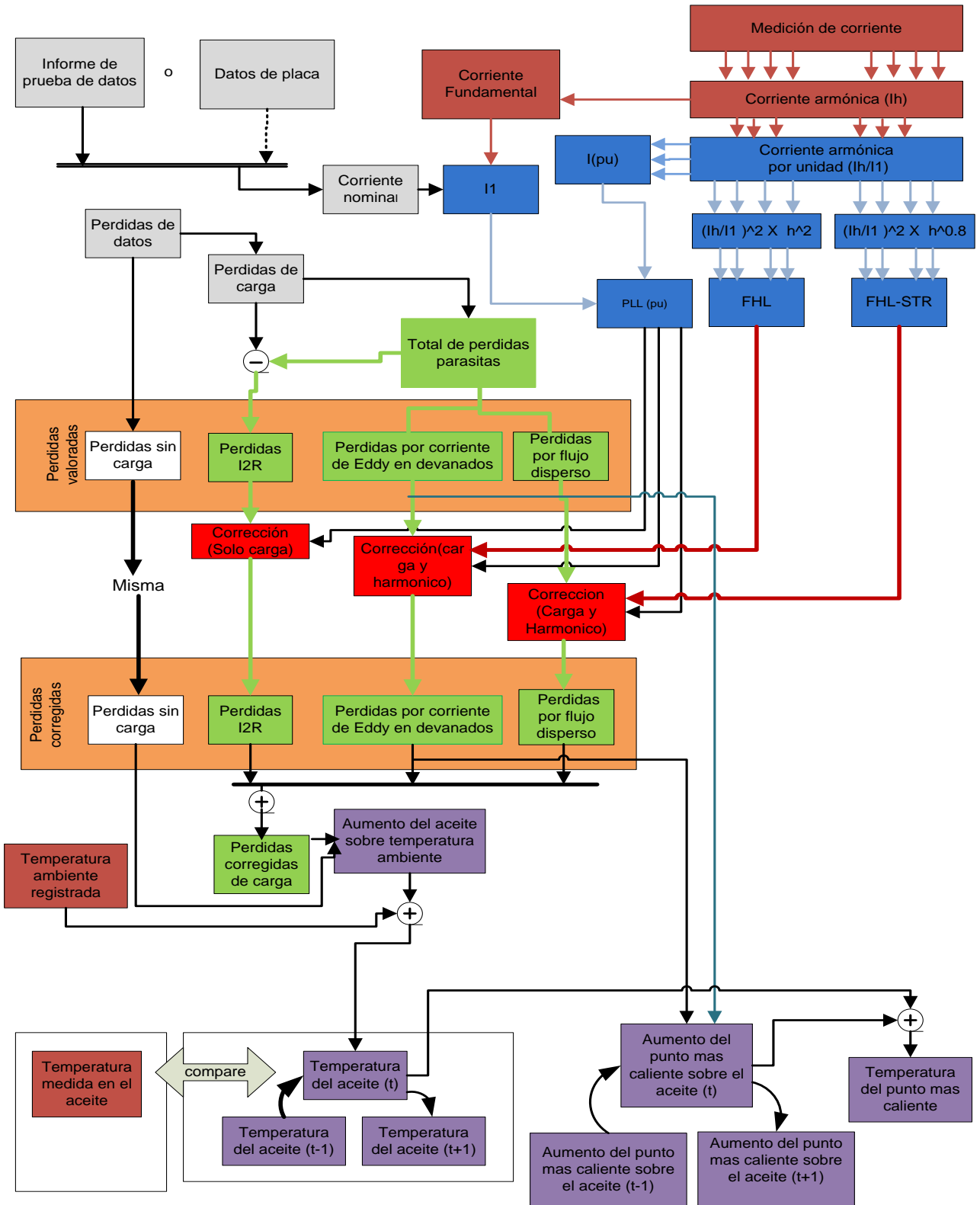


Figura 10. Esquema de aplicación de la norma C57.110

CAPITULO V

5. EVALUACIÓN DE LA VIDA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA MEDIANTE EL ESTUDIO DE COMPUESTOS FURANICOS.

Los furanos son los principales productos de la degradación del papel aislante de celulosa. A pesar de que los compuestos furánicos son generados por la degradación del papel aislante, para su utilización en diagnóstico son extraídos de los aceites aislantes de transformadores de potencia. Durante los últimos años, diferentes autores han demostrado la correlación entre el contenido de derivados furánicos en el aceite y el grado de polimerización del papel y también han demostrado que uno de sus derivados, el 2-FAL, es el más estable en el aceite. La relación del 2-FAL y la estimación de vida remanente son hoy en día ampliamente utilizadas.

5.1 GENERACIÓN DE LOS COMPUESTOS FURANICOS.

Los compuestos furánicos es el principal resultado de la degradación producida en el papel aislante de celulosa. Aunque los furanos se generan en el papel aislante, su determinación se realiza sobre muestras de aceite extraídas del transformador. La cantidad de derivados furánicos disueltos en el aceite es muy reducida, y su concentración se mide en partes por billón (ya sea en peso, $\mu\text{g}/\text{kg}$, o en volumen $\mu\text{g}/\text{L}$).

Los polímeros de glucosa se fraccionan durante el envejecimiento de los aislamientos celulósicos, y esto conduce a la generación de subproductos como el agua, gases (CO , CO_2), grupos aldehídos (furanos) y grupos carboxilo. A diferencia del resto de los productos de degradación, los furanos sólo pueden surgir de la descomposición de los materiales celulósicos en un transformador. Por ello el análisis de su presencia se ha visto como una oportunidad de evaluar el estado de los materiales aislantes celulósicos en un transformador de potencia

Hay varios procesos que contribuyen a la generación de compuestos furánicos, a continuación se describen dos procesos que son considerados los más influyentes en la aparición de estos compuestos.

Uno de los procesos de formación de furano es el pirolítico, que se produce cuando se degrada el papel a temperaturas mayores a 130°C. Estas temperaturas no se producen en un transformador salvo que se tenga un punto caliente en su interior. Esta reacción química ha sido relativamente bien investigada y genera tanto 2-FAL como otros tipos de furanos.

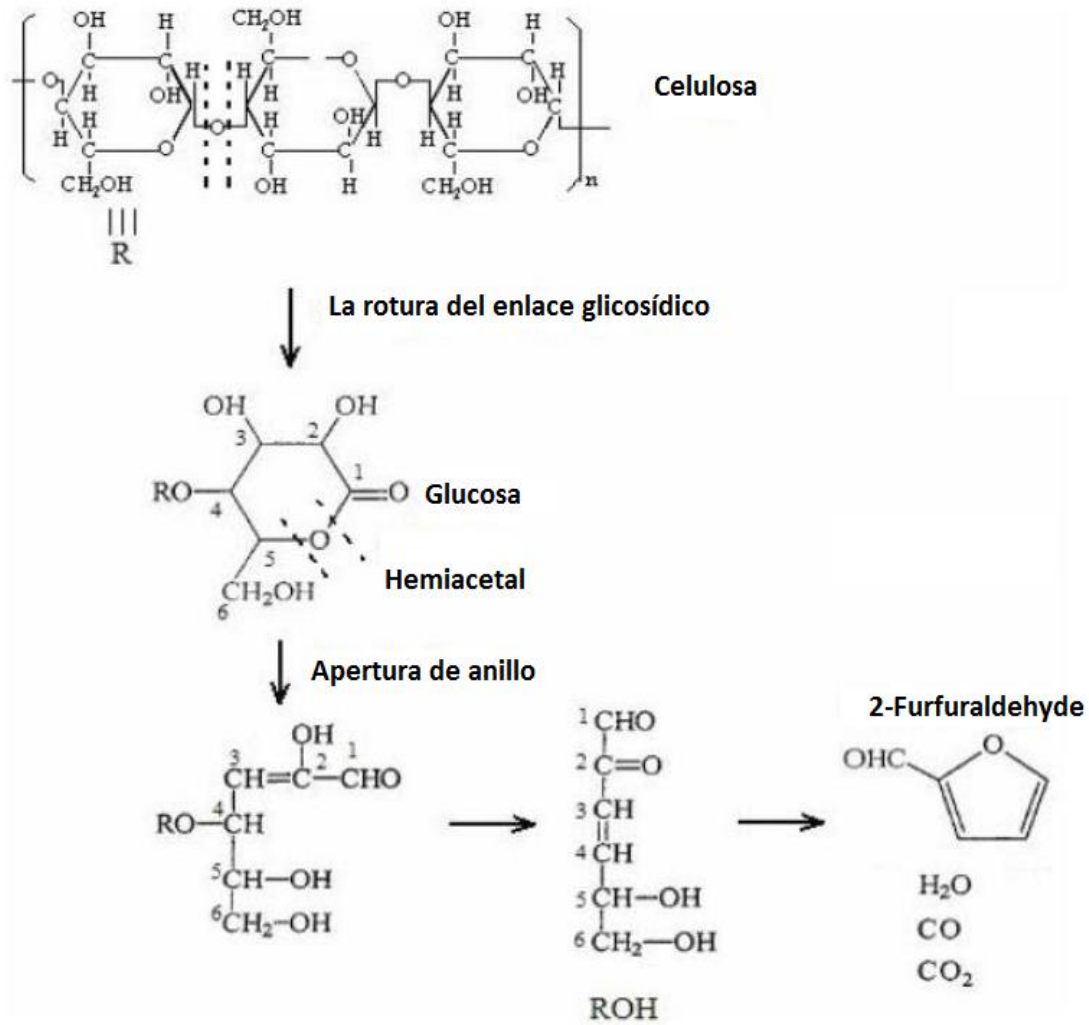


Figura 11. Descomposición de la celulosa por medio de pirolisis

Existen otros procesos que contribuyen para la formación de compuestos furánicos, en función de si el mecanismo predominante en el envejecimiento de los papeles aislantes es la pirolisis, la degradación hidrolítica o la degradación oxidativa de las unidades de glucosa.

La hidrólisis de las unidades de glucosa procede de la formación de un epoxi o un enol seguido de un reordenamiento interno y una deshidratación y eliminación adicional de formaldehído para producir furfuraldehído y otros productos. Este es uno de los mecanismos más importantes para la formación de 2-FAL a temperaturas de servicio del transformador.

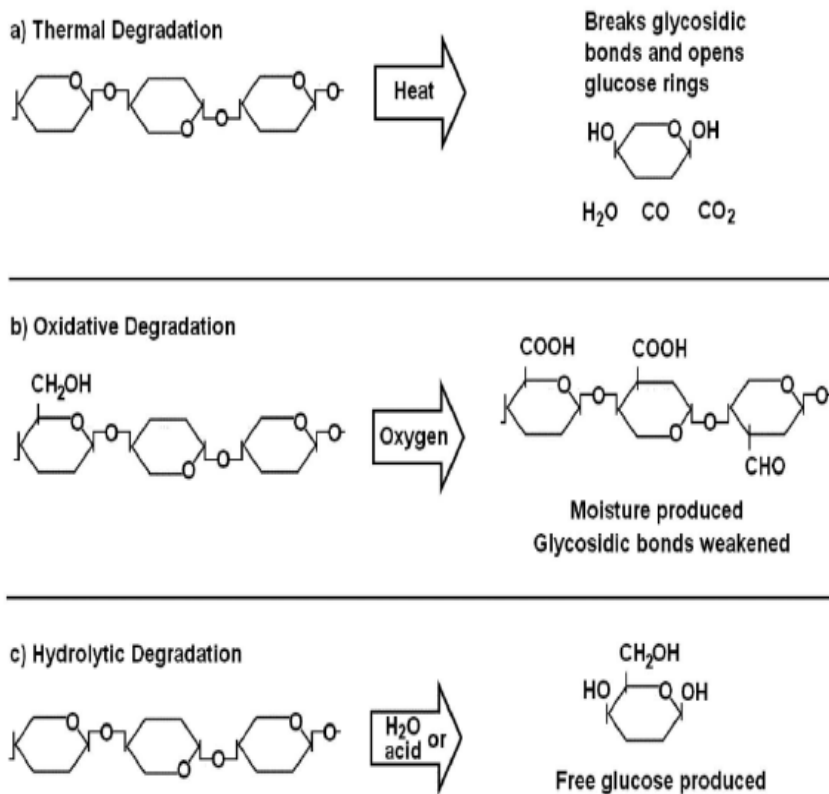


Figura 12. Mecanismo de degradación de la celulosa

Además de las reacciones mencionadas que generan compuestos furánicos a partir de celulosa, los compuestos furánicos sufren reacciones secundarias que hacen que unos compuestos degeneren en otros. La reacción de hidrólisis inicial es la que causa la rotura de las cadenas de celulosa, las reacciones de deshidratación siguientes son las que dan como resultado el furano 5-hidroxi-2-furfural como mayor producto. Esta sustancia se descompone en ácido levulínico y ácido fórmico que a su vez se descomponen dando 2-furfural, CO y agua.

. Algunos autores proponen que los compuestos furánicos pueden provenir de la degradación de la hemicelulosa y no de la celulosa lo que restaría importancia a estos compuestos como indicadores del estado del papel, debido a que la hemicelulosa es la parte más frágil del papel y no es muy representativa del aislamiento de papel.

La degradación térmica de los materiales celulósicos presentes en los transformadores con aislamiento en aceite produce cinco tipos de derivados furánicos cuya abundancia se presenta en tabla presentada a continuación.

COMPONENTE	PORCENTAJE
5H2F	2.8
2FOL	1
2FAL	98.7
2ACF	1.2
5M2F	8.3

Tabla 6. Elementos resultantes de la degradación térmica

Cada uno de estos compuestos furánicos presentes en el aceite posee su propia estructura química.

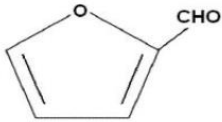
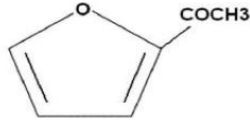
Nombre y abreviacion	Estructura	Sinonimos
2-FURALDEHYDE 2FAL		2 - FURFURALDEHYDE 2 - FURFURAL FURFURAL FURALDEHYDE
2-ACETYLFURAN 2-ACF		2-FURYL METHYL KETONE

Figura 13. Estructura química de cada compuesto furánico.

Algunos autores han intentado correlacionar la concentración de compuestos furánicos medidos en el aceite de un transformador con el grado de envejecimiento de su aislamiento celulósico. Debido a que el grado de polimerización (DP) ha sido aceptado como un indicador fiable del deterioro de aislamiento de papel Kraft, una correlación directa con el contenido de furanos resultaría ser el eslabón que falta para determinar el grado de envejecimiento del papel.

Para obtener la relación entre las concentraciones de furanos en el aceite y el DP del papel, se llevaron a cabo ensayos de envejecimiento acelerado de muestras de papel en diferentes laboratorios. El análisis de los datos de prueba sugiere que existe una relación aproximadamente lineal entre el logaritmo de la concentración de 2FAL en aceite y la DP de papel Kraft estándar.

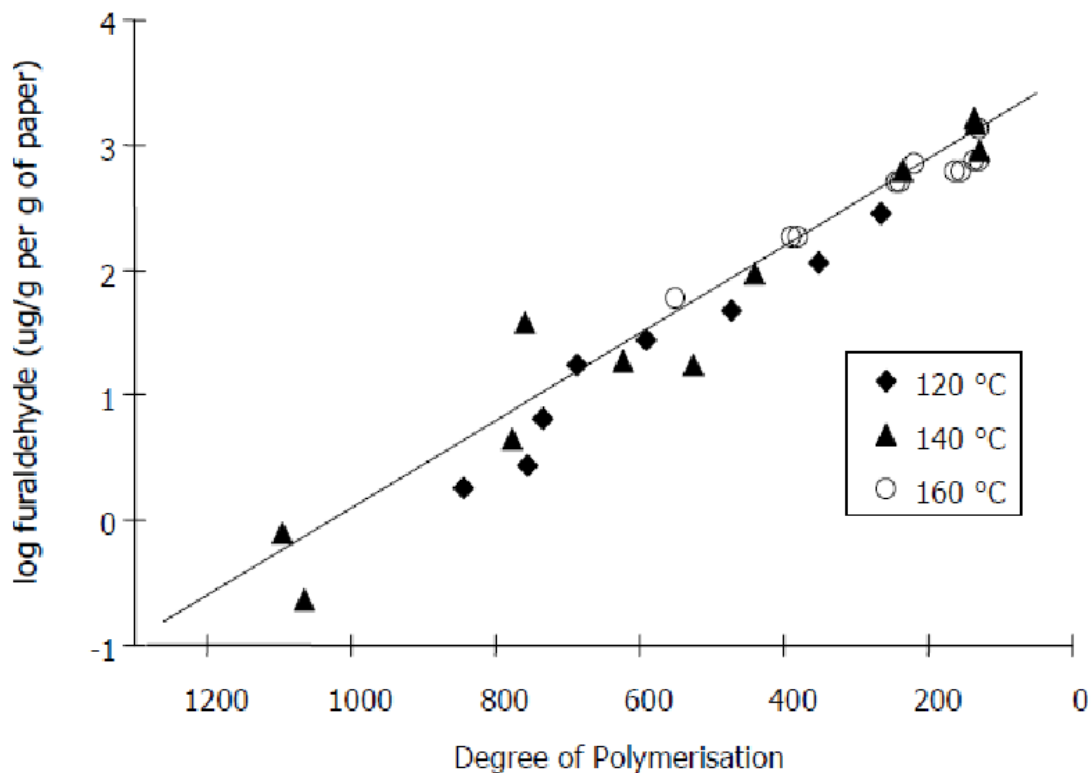


Figura 14. Relación aproximada entre el 2FAL y el DP del papel

Diferentes autores han propuesto ecuaciones que relaciona el contenido de 2 FAL con el grado de polimerización del papel. En 1991, se logra determinar la Curva Chengdong, que viene definida por la siguiente ecuación:

$$\log_{10}(2FAL) = 1.51 - 0.0035 * DP \quad [27]$$

En 1999 es desarrollo un nuevo modelo de degradación que sugiere que cada vez que tres cadenas de celulosa se rompen, se genera una molécula de 2-furfural. La ecuación propuesta (por De Pablo) es la siguiente:

$$DP = \frac{7100}{8.88 + (2FAL)} \quad [28]$$

Esta ecuación fue desarrollada suponiendo que el DP inicial es 800, el peso molecular del 2FAL es 96, y la relación entre el aceite y el papel en el transformador es de 25.

(De Pablo también desarrolló otra ecuación), Otra ecuación desarrollada se basa en la suposición de que el 20% del papel se degrada rápidamente. La segunda ecuación propuesta es:

$$DP = \frac{800}{0.186 * 2FAL + 1} \quad [29]$$

En 1999 es propuesta la siguiente:

$$\log_{10}(2FAL) = 2.5 - 0.005 * DP \quad [30]$$

Finalmente es propuesta la ecuación siguiente:

$$\log_{10}(2FAL) = 2.6 - 0.0049 * DP \quad [31]$$

Las cinco ecuaciones anteriores se representan gráficamente para ilustrar la variación en los resultados.

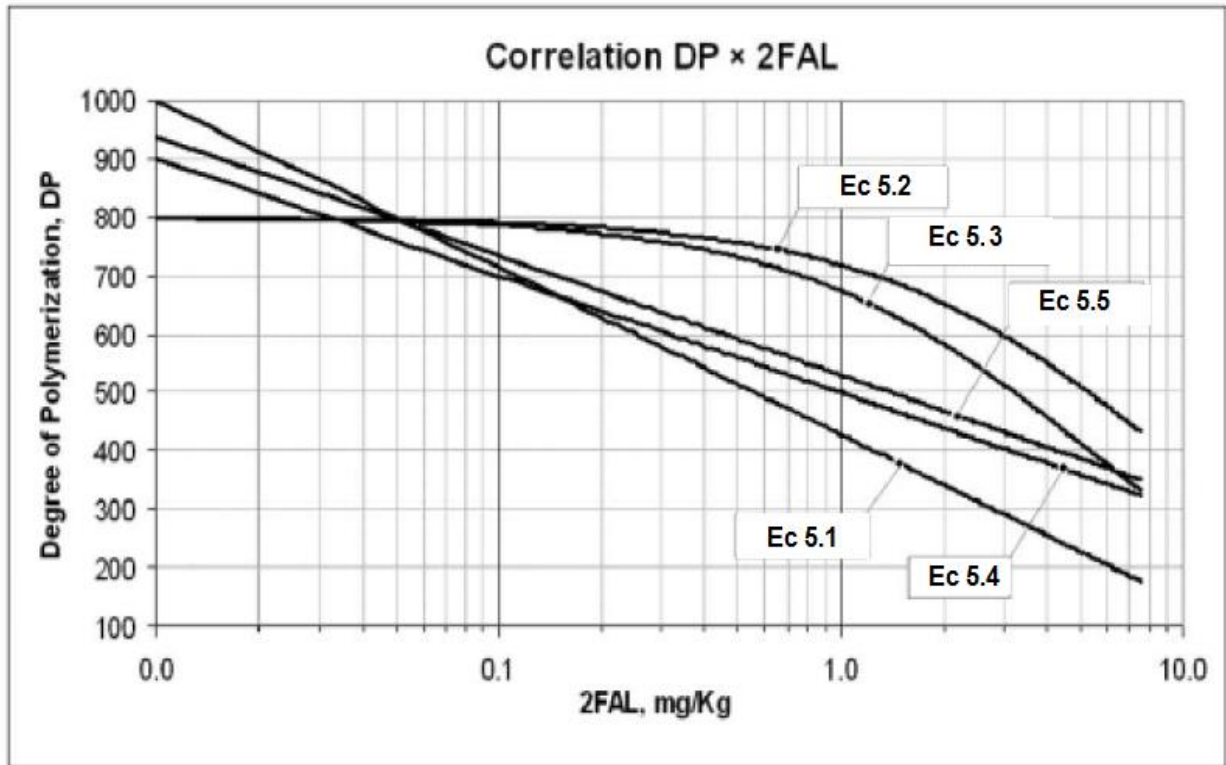


Figura 15. Resultado de las distintas ecuaciones propuestas

Como se puede deducir de, los resultados obtenidos por los distintos autores son significativamente diversos no existiendo en la actualidad un modelo unánimemente aceptado para relacionar el contenido de 2 FAL con el DP. Estas diferencias se deben a que en la cinética de formación de los compuestos no sólo influyen otros aspectos como el contenido en agua y en ácidos del papel y del aceite. Por tanto, la dependencia entre el 2FAL y el grado de polimerización del aislamiento de celulosa, dependerá de las condiciones de funcionamiento del transformador.

5.2 LIMITANTES EN LOS COMPUESTOS FURANICOS EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE VIDA DEL TRANSFORMADOR

Los estudios han demostrado que la evolución de los compuestos furánicos depende de las condiciones de la muestra o de las condiciones de funcionamiento del transformador. Es todavía difícil usar valores umbrales obtenidos en análisis con fines de diagnóstico debido a la falta de conocimiento de cómo se forman los compuestos furánicos y su evolución con el tiempo.

Se ha estimado que el papel nuevo, en condiciones normales de funcionamiento va a generar furfural a razón de 1.7 ng / g de papel / h. En el proceso de refinación del aceite pueden quedar algunos residuos de compuestos furánicos. Algunas normas para aceite mineral nuevo (D3487) no presentan un límite para la concentración de compuestos furánicos en el aceite nuevo, sin embargo, indica que los niveles máximos permisibles deben ser especificados por acuerdo entre el usuario y el proveedor. Por lo tanto si el usuario quiere realizar un control de la concentración de furanos en el aceite, debe ser medido y tenido en cuenta un valor de referencia, limitándose la producción de furanos a un máximo de 0,1 mg / kg

En un estudio estadístico realizado sobre más de 5000 transformadores se observó que el 90% de los transformadores analizados tenían cantidades de 2-FAL de aproximadamente 5 mg / kg (sólo alrededor del 60% tenía menos de 0,1 mg/Kg de 2-FAL).

Basándonos en un estudio, donde también fueron analizados los compuestos furánicos medidos en el papel, el compuesto principal encontrado fue el 5-HMF conservándose en el papel en un grado mucho mayor que el 2-FAL, siendo además menos accesible al aceite.

Muchos investigadores han observado que los niveles de 2-FAL en un aceite normal son muy diferentes a los de los aceites inhibidos. Para los aceites inhibidos, la concentración de 2-FAL es mucho menor que para los aceites no inhibidos, si se comparan transformadores de la misma edad. El inhibidor puede influir en la formación de 2-FAL o puede tener un efecto sobre su migración del papel para el aceite. Sin embargo, este fenómeno aún está siendo investigado.

Si se comparan los niveles típicos de 2FAL medidos sobre transformadores Europeos y de América del Norte, se observa que los niveles encontrados en transformadores americanos son menores que los encontrados en los transformadores europeos. Este hecho puede estar relacionado con el uso de papel térmicamente mejorado en América del Norte, ya que a este papel se le añade dicianidamida en su fabricación que reacciona con el 2-furfural generado consumiéndose éste prácticamente en su totalidad. Además el CO y CO₂ se producen también a partir de la dicianidamida agregada por lo que en el papel térmicamente mejorado se obtienen mayores cantidades de CO y CO₂ que el papel Kraft.

Los experimentos han demostrado además, que el papel térmicamente mejorado se degrada menos en presencia de agua y oxígeno que el papel Kraft. Por todo ello, se ha demostrado que el papel térmicamente mejorado tiene un envejecimiento inferior que el que se produce en el

papel Kraft. Adicionalmente, las moléculas que se añaden a las del papel para aumentar su resistencia térmica, podría conducir a la degradación de los compuestos furánicos en subproductos con el tiempo.

A pesar de que se han propuesto algunos de los umbrales críticos basados en experimentos de laboratorio, el uso de estas clasificaciones es todavía muy difícil en el campo.

5.3 DETERMINACIÓN DEL ESTADO DEL TRANSFORMADOR CON BASE A LOS COMPUESTOS FURANICOS.

Aunque el análisis de compuestos furánicos en el aceite sigue siendo una herramienta muy prometedora, hasta el momento su aplicación a la estimación de la pérdida de vida de los transformadores de potencia se limita a valores extremos. En general, las unidades con altos niveles de furanos tienen una degradación significativa del aislamiento y aquellos con bajos niveles de furanos muestran un bajo deterioro.

Un análisis de la tasa de producción de furanos es útil para determinar la velocidad de degradación del aislamiento de un transformador. Cualesquiera que sean las referencias estadísticas o los modelos matemáticos utilizados como referencia en los niveles de furanos, deben ser considerados todos los factores de diferenciación y parámetros que afecten el estado del transformador.

La concentración de los furanos en el aceite de un transformador, en un determinado momento depende del contenido de furanos en el aceite en un momento anterior, de los furanos producidos por el deterioro del aislamiento de celulosa durante un período de tiempo intermedio, del reparto de furanos entre el aceite y el papel, y de la degradación de algunos compuestos furánicos (debido a los problemas de estabilidad) durante ese intervalo de tiempo, y otros muchos factores.

Los investigadores han tratado, desde hace años, de establecer una correlación fiable entre la producción de furanos y la edad del transformador real o, al menos obtener, la correlación entre la producción de furanos y la degradación térmica del aislamiento sólido medido por su DP en transformadores reales. Sin embargo, a pesar de que existen numerosos estudios experimentales

sobre muestras envejecidas de forma acelerada en laboratorio, no resulta sencillo extrapolar estos datos a un transformador real.

En primer lugar, la zona del arrollamiento en la que se encuentra el punto más caliente del transformador es el área donde se producirá una mayor generación de furanos. Esto se debe a que al ser esta parte del aislamiento la que soporta una temperatura más alta será donde se alcance una mayor tasa de degradación térmica. Tener una buena aproximación de la temperatura del punto más caliente y conocer la carga típica del transformador y el perfil de carga puede arrojar nueva luz sobre la interpretación de la producción de dioxinas y furanos.

La tasa de producción de furanos también parece ser dependiente de la temperatura de operación del transformador y del grado de envejecimiento del papel, como se ha podido comprobar a través de ensayos de laboratorio. Estos resultados mostraron que la producción de furanos es más rápida a temperaturas superiores que a temperaturas más bajas del aislamiento de papel. Adicionalmente, los resultados del experimento muestran una mayor producción de furanos para un envejecimiento avanzado (DP inferior a 500), y que la producción disminuye cuando el papel se aproxima a un DP de 200.

Otro punto que debe tenerse en cuenta es la variación en el diseño del transformador. Dos transformadores que operan bajo las mismas condiciones, pero de diferente modelo o fabricante, es común que se comporten de manera diferente desde el punto de vista térmico. A menudo, incluso los propios arrollamientos de un transformador poseen diferente gradiente de temperaturas bajo unas determinadas condiciones de carga. Estas variaciones en el gradiente de temperatura pueden ser aún más significativas cuando se comparan los diseños de dos fabricantes diferentes.

Así, un análisis comparativo de dos transformadores diferentes bien puede indicar similares DP pero cantidades muy diferentes de los furanos producidos durante un tiempo de funcionamiento dado.

La temperatura ambiente es también una cuestión que debe ser tenida en cuenta. Algunos investigadores creen, que los transformadores que operan en ambientes cálidos, como los de los países tropicales, producen más furanos que los transformadores que operan en condiciones subtropicales. Sin embargo, este es todavía un tema en investigación.

Otros parámetros tales como el tipo de aislamiento, el contenido de humedad del aislamiento, la cantidad de oxígeno en el aislamiento, la presencia de ácidos u otros contaminantes, la partición de furanos entre el papel y el aceite y los tratamientos del aceite (tales como la desgasificación y el secado o la regeneración), pueden desempeñar un papel significativo en la velocidad de producción de furanos. Estos parámetros deben ser analizados y tenerse en cuenta en la futura evaluación del análisis de furanos.

Todos estos factores influyen en la formación de compuestos furánicos y por tanto en la degradación del aislamiento de un transformador y en la pérdida de vida de este. Sin embargo, no se ha establecido aún cuál de estos factores mencionados anteriormente influyen en la formación de unos furanos u otros. En algunos documentos, se presenta una tabla con una primera relación entre la formación de los diferentes compuestos furánicos y sus posibles causas:

Compuesto	Diagnostico propuesto
5-HMF	Oxidación
2-FOL	Alta humedad
2-FAL	Sobre calentamiento general
2-ACF	Causas raras aun no establecidas
5-MEF	Altas temperaturas

Tabla 7. Posibles causas de la aparición de furanos

5.4 FORMULAS PARA LA ESTIMACIÓN DEL TIEMPO DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR EN FUNCIÓN DE LOS COMPUESTOS FURANICOS.

Al tratar de determinar el tiempo de vida de un transformador en función del contenido de furanos, muchos autores han logra establecer diferentes fórmulas para estimar el DP del papel aislante en función del contenido furanico presente en el aceite, dichas formulas son presentadas a continuación.

- ✓ En 1999 se desarrolló un nuevo modelo de degradación que sugiere que cada vez que tres cadenas de celulosa se rompen, una molécula de 2-furfural se genera. A partir de esto, se pudo demostrar que la cantidad de furfural disuelto en el aceite se define por la fórmula:

$$2FAL \left(\frac{\mu g}{g_{papel}} \right) = \frac{10^6}{162 * DP_0} * N * 96 * 0.3 = 222 * N \quad [32]$$

Donde DP_0 es el grado de polimerización inicial (800), 162 es el peso molecular de las unidades de glucosa que constituyen la celulosa, N es el número de roturas de la cadena, 96 es el peso molecular del furfural y 0.3 es el rendimiento de la reacción. Partiendo de una relación (R) entre el aceite y el papel de 25, la ecuación anterior puede escribirse como:

$$2FAL \left(\frac{\mu g}{g_{papel}} \right) = 8.88 * N \quad [33]$$

El número de roturas de enlaces (N), puede escribirse como:

$$N = \frac{DP_0}{DP} - 1 \quad [34]$$

Al combinar las formulas (5.8) y (5.7) se puede obtener:

$$DP = \frac{8.88 * DP_0}{8.88 + 2FAL} = \frac{7100}{8.88 + 2FAL} \quad [35]$$

Con la formula anterior se puede relacionar la cantidad de furfural (2FAL), expresada en mg/kg de aceite, analizada en transformadores en servicio, con el grado de polimerización (DP) del papel de celulosa de los arrollamientos de los transformadores.

Para el mínimo grado de polimerización del papel de celulosa, el cual puede oscilar entre 180 o 200 unidades, la máxima cantidad de furfural (2FAL) disuelta en el aceite del transformador calculada mediante la fórmula anterior es 30 mg/kg.

Sin embargo, es poco probable que todo el papel de los arrollamientos degrade con la misma extensión, ya que no todo él está sujeto a las mismas condiciones. Por ello, la fórmula anterior debe ser modificada en base a las condiciones de operación del transformador.

Por ejemplo, durante la operación normal de un transformador se puede suponer que el 20% de aislamiento de los arrollamientos se degradan dos veces más rápido que el resto del aislamiento del transformador, lo que representa el 33% del total de furfural. Entonces, el máximo nivel de degradación debería ser:

$$N_{max} = \frac{2FAL * 0.33}{8.88 * 0.2} = 0.186 * 2FAL \quad [36]$$

$$DP_{min} = \frac{800}{(0.186 * 2FAL) + 1} \quad [37]$$

- ✓ En 2007 proponen una relación entre el grado de polimerización y el contenido en furanos distinguiendo entre transformadores con aislamiento sólido de papel Kraft y transformadores con aislamiento sólido de papel térmicamente mejorado.

Para transformadores sin papel térmicamente enriquecido la mejor estimación del DP se obtiene usando el contenido del furano tipo 2-furaldehído (2-FAL), que es el que presenta mayores concentraciones en las pruebas experimentales realizadas. La ecuación que proponen es la siguiente:

$$DP = \frac{\log(2FAL * 0.88) - 4.51}{-0.0035} \quad [38]$$

La relación presentada anteriormente puede ser expresada gráfica mente calculando el DP de para diferentes valores registrados de 2FAL:

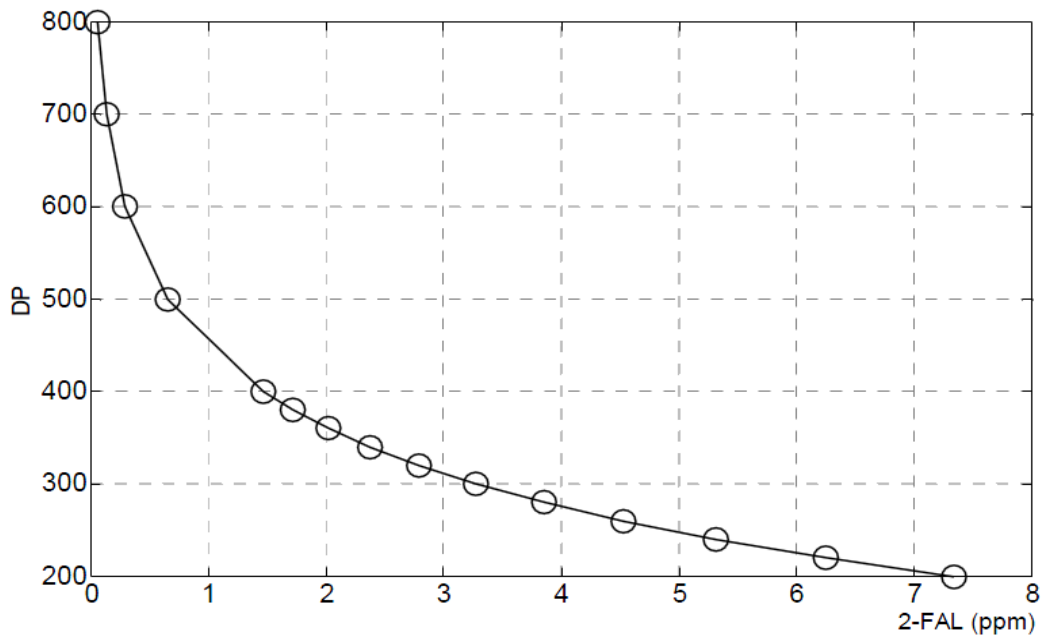


Figura 16. Relación entre el DP y 2FAL

Para transformadores con papel enriquecido térmicamente el cálculo está basado en el contenido total de furanos. La ecuación que se propone es la siguiente:

$$DP = \frac{\log(\text{totalfuranos}) - 4.0355}{-0.002908} \quad [39]$$

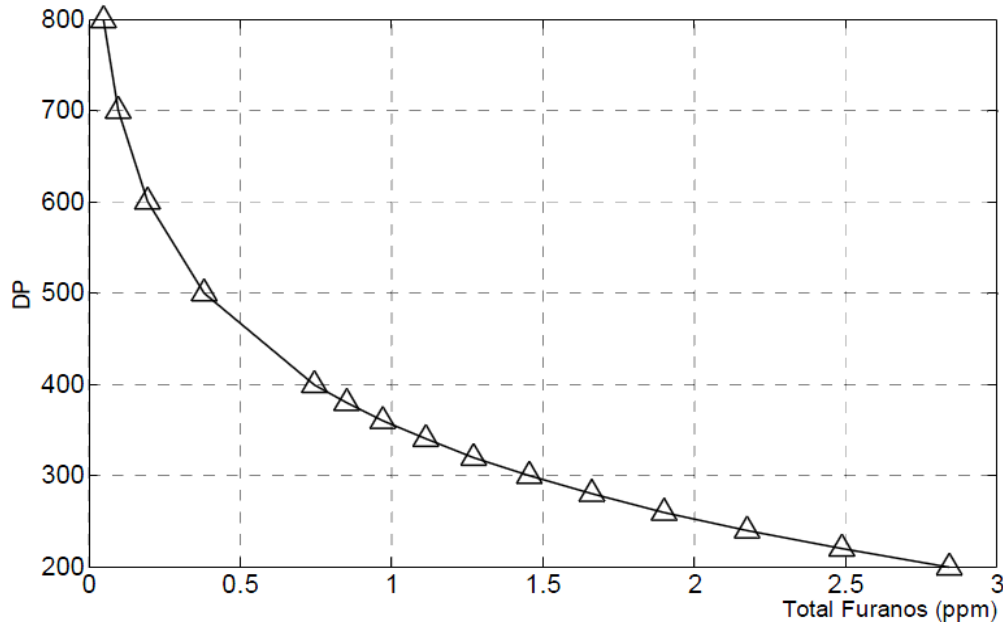


Figura 17. Relación con papel enriquecido

Con el valor del grado de polimerización (DP) obtenido de las ecuaciones anteriores es posible calcular la vida utilizada a partir de la siguiente ecuación:

$$\%Vidautilizada = \frac{\log(DP) - 2.903}{-0.006021} \quad [40]$$

Muchos autores proponen otra técnica basada en el uso de cuatro indicadores de envejecimiento del papel de celulosa (CO, CO₂, 2-FAL y DP) y aplicando un análisis estadístico para evaluar la vida remanente de un grupo de transformadores.

En este trabajo se evidencia una relación lineal entre el DP y los productos de envejecimiento que mostraron mayor correlación: el monóxido y el dióxido de carbono, algunos furanos y el contenido total de furanos. El valor obtenido de DP es usado para obtener el tiempo de vida transcurrido. La ecuación que relaciona el DP con los productos de envejecimiento es la siguiente:

$$DP = C_0 + a * \log(CO) + b * \log(CO_2) + c * \log(totalfuranos) + d * \log(2FAL) \quad [41]$$

Donde DP es el grado de polimerización, CO la concentración de monóxido de carbono, CO₂ la concentración de dióxido de carbono, 2FAL la concentración de 2-furfural, 2Acetil-furano es la concentración de 2-acetilfurano, 5Metil-2FAL es la concentración de 5-Metil-2-Furfural y C₀, a, b, c, d, e y f son coeficientes.

El tiempo de vida que ha transcurrido en el transformador se calcula aplicando el valor de DP obtenido en la ecuación anterior a la presentada a continuación:

$$Tiempodevidatrascendido = 20.5 * \ln\left(\frac{1100}{DP}\right) (\text{años}) \quad [42]$$

Esta misma relación entre los gases disueltos en el aceite y furanos con el grado de polimerización es propuesta en el 2005. Donde además nos aporta el valor de los coeficientes a, b, c, d, e, f y C₀. Estos coeficientes son calculados como:

$$C_o = w_1 * a_0 + w_2 * b_0 + w_3 * c_0 + w_4 * d_0 + w_5 * e_0 + w_6 * f_0$$

$$a = w_1 * a_1$$

$$b = w_2 * b_2$$

$$c = w_3 * c_3$$

$$d = w_4 * d_4$$

$$e = w_5 * e_5$$

$$f = w_6 * f_6$$

$$w_i = \frac{C_{ci}}{\sum_{i=1}^6 C_{ci}}$$

El valor de estos coeficientes también es proporcionado por estos autores en sus artículos, estos se muestran en la siguiente tabla:

Parameter	cci	wi	Normal fitting	Weightedcoef	symbol	Range (ppm/ppb)
Const.	-	-	1897	1895	C _o	-
CO	0.792	0.172	-60.59	-62.69	a	30-400
CO ₂	0.715	0.160	-54.10	-52.02	b	218-4000
TF	0.782	0.170	-39.67	-40.53	c	40-1900
FD	0.776	0.169	-30.20	-30.61	d	10-1700
AF	0.752	0.164	-57.18	-56.17	e	2-32
M2F	0.755	0.164	-54.30	-53.56	f	4-67

Tabla 8. Valores de los coeficientes

El valor de la concentración de gases disueltos en el aceite se da en ppm, mientras que el valor de la concentración de furanos se da en ppb.

- ✓ En 2008 un artículo de CIGRÉ ⁸realizado por S.V Kumari, G.R. Viswanath, Dheepalakshmi, K. Dwarakanath y A.K Tripathy propone que la vida útil restante de un transformador se puede aproximar a partir de su percentil de contenido de furanos en relación al contenido de furanos de una población de transformadores analizada.

En dicho artículo se muestra la evaluación de los furanos de una población de 816 transformadores, los resultados obtenidos de los diferentes tipos de furanos individuales se muestran en la Tabla:

⁸ S.VijayaKumari, G.R.Viswanath, Dheepalakshmi, K.Dwarakanath, A.K.Tripathy. ``Remaining life assessment of power transformers``. Central power research institute. Bangalore, India. Cigré 2008.

furan	No.oftransformers	Percentage of transformers
5HMF	192	23.5
2FOL	80	9.8
2FAL	602	73.8
2ACF	43	5.3
5MEF	83	10.2

Tabla 9. Evaluación de furanos a un grupo de transformadores

Para establecer los percentiles se utiliza la suma de los cinco furanos que se utilizan como indicador del estado general del aislamiento celulósico. La precisión del análisis de furanos es del 5%.

La frecuencia de aparición de las distintas cantidades de furanos en la población de transformadores analizada se presenta en la Tabla:

Furan, ppb	No.oftransformers	Percentilepopulation
0 - 100	356	43.5
0 - 250	458	55.9
0 - 500	554	67.8
0 - 700	609	74.6
0 - 1000	654	80.1
0 - 1500	698	85.6
0 - 2000	734	89.9
0 - 2500	757	92.8
0 - 5000	806	98.7
0 - 5840	816	100

Tabla 10. Frecuencia de Aparición de las distintas cantidades de furanos

Por ejemplo, el contenido de furanos de un cierto transformador fue de 2001 ppb. En la base de datos de la tabla anterior se puede observar que sólo el 10% de los transformadores en servicio tienen una concentración mayor de furanos a la obtenida, y que el 90% de los transformadores tienen una concentración menor de furanos en el aceite. Esto puede ser interpretado en el sentido de que el transformador con 2001 ppb consumió el 90% de su vida útil. Si la edad real del transformador es conocida, entonces el porcentaje de furanos puede ser convertido a unidades de tiempo real. Si se sabe a partir de la información de la placa que el transformador tiene 25 años de edad, entonces el tiempo de vida útil restante en años está dada por:

$$T_{remanente} = 25 * \left(\frac{10\%}{90\%}\right)$$

$$T_{remanente} = 2.8 \text{ (años)}$$

Del cálculo se obtiene estadísticamente la vida media. En una gran población de transformadores con 25 años de edad y con 2.001 ppb, puede fallar dentro de 2,8 años de media.

Para la comparación con la tradicional prueba del DP, el grado de polimerización (DP) varía de forma equivalente al "porcentaje de vida restante" de variación de furanos que se calcula a partir de la fórmula:

$$\%Vida = 100 * \left(\frac{DP - 200}{1200 - 200}\right) \quad [43]$$

Los siguientes puntos de referencia para los furanos en aceite aislante en servicio satisfacen las condiciones que se han ideado para su aplicación:

- ✓ Hasta 700 ppb de furanos (para un percentil de 74,6%), el transformador está sano. La gama DP es de 1200 a 454. El intervalo de prueba es de 1 año.
- ✓ De 701 a 1000 ppb de furanos (para un percentil de 80,1%), el estado del transformador es cuestionable. La gama DP es de 453 a 399. El intervalo de prueba es de 6 meses.

- ✓ De 1001 a 2500 ppbfuranos (para un percentil de 92,8%), el transformador se ha deteriorado. La Gama DP es de 398 a 272. El intervalo de prueba es de 3 meses.
- ✓ De 2501 a 5000 ppb de furanos (para un percentil de 98,7%), el transformador tiene una baja fiabilidad. La gama DP es de 271 a 213. El intervalo de prueba es de 1 mes.

En el 2010 es propuesta una relación entre el tiempo de funcionamiento de un transformador y la concentración de 2-furfural (2FAL). Esta relación es expresada a continuación

$$\log(2FAL) = -2.2680 + 0.07624 * T \quad [44]$$

Donde 2FAL es la concentración de furfural en mg/L de aceite y T es el tiempo de funcionamiento del transformador en años.

A su vez es propuesta la siguiente relación entre el CO, CO₂ y el furfural con el tipo de envejecimiento que se produce en el transformador:

$$y = 2.344 * CO_2 - 3.832 * CO - 2.523 * furfural + 2.569 \quad [45]$$

Si y se acerca a cero nos encontramos en un modo de envejecimiento anormal donde se ha producido una falta, en cambio, si y se acerca a 1 el envejecimiento que se produce en el transformador es el normal.

Suponiendo que T representa los años de operación normal, el grado medio de polimerización (DP) se puede estimar mediante el furfural en la siguiente ecuación:

$$DP = 406.25 - 347.22 * \log(2FAL) \quad [46]$$

Donde 2FAL es la concentración de furfural en mg/L de aceite.

Para un valor de T de 34 años, mediante las ecuaciones (5.18) y (5.20) se calcula un valor de DP inferior a 300. Así que 35 años es lo que se estima como vida útil del transformador cuando este ha operado en condiciones normales de funcionamiento durante los T años, la vida útil restante se puede predecir por siguiente ecuación:

$$N = 35 - T \quad [47]$$

Donde N es la vida restante.

Si el contenido de furfural está por encima del valor de la estadística de distribución en los diferentes años de funcionamiento, la vida útil restante se calcula como:

$$DP = 1193.75 * (1 - r)^L \quad [48]$$

$$250 = DP * (1 - r)^n \quad [49]$$

Donde el parámetro r es el envejecimiento promedio del transformador, L el año de funcionamiento y n la vida útil restante.

CONCLUSIONES

- El método establecido por la norma IEEE C57.110 es una guía para predecir de manera conservadora la elevación de temperatura del transformador, con el cual se puede determinar un diagnóstico de operación con el cual se eviten daños al sistema de aislamiento.
- En este documento solo se describe uno de los dos métodos citados por la norma IEEE Std C57.110, el cual es menos exacto y se basa en la información del fabricante en cuanto a pruebas de cortocircuito y circuito abierto, datos de placa y las mediciones de contenido de corriente armónicas para poder aplicarlo.
- De acuerdo a la metodología aplicada al transformador de potencia en estudio, se determinó que el contenido armónico no es tan significativo para provocar calentamientos en los devanados y en el aceite aislante, por lo que se puede aseverar que el transformador opera bajo condiciones normales.
- Los procedimientos descritos en este documento pueden ser aplicables a cualquier transformador de potencia inmerso en aceite aislante, siempre y cuando se cuente con la información necesaria en cuanto a mediciones de contenido armónico y datos del fabricante.

REFERENCIAS

- IEEE Std C57.110-1998, "IEEE Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Non sinusoidal Load Currents".
- IEEE Std C57.91-1995, "IEEE Guide for Loading Mineral-Oil- Immersed Transformers".
- IEEE Std-519, "Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems".
- IEEE Std C57.12.90-2006, "IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers".
- IEEE Std C57.12.80-2002, "IEEE Standard Terminology for Power and Distribution Transformers".
- IEEE Std C57.12.00-1993, IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.
- IEEE Std 100-1996, IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms, Sixth Edition.
- Harmonics: The Effects on Power Quality and Transformers Robert D. Henderson, Member, IEEE, and Patrick J. Rose.
- Variation of Transformer Sheet Winding Eddy Current Loss with Frequency. B.S. Ram.
- Estimating Temperature Rise of Transformers. By George G. Orenchak, General Manager, TSC Ferrite International, Wadsworth, Ill.
- T. K. Saha, "Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers," IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., vol. 10, no. 5, pp. 903–916, 2003.


- Transformadores de potencia de medida y de protección, Enrique Ras, Edición 2007.
- Transformer Engineering Design and Practice S.V.KulkarniS.A.Khparde Indian Institute of Technology, Bombay Mumbai, India
- LuizCheim, Donald Platts, Thomas Prevost, ShuzhenXu `` Furan Analysis for Liquid Power Transformers´´. IEEE ElectricalInsulation Magazine 2012.
- De Pablo, "Furfural and ageing: How are they related", IEE, 5, 1999.
- Heywood, R.; A. M. Emsley et al. Degradation of Cellulosic Insulation in Power Transformer. Part 2: Formation of Furan Products in Insulating Oil. IEE Proceedings Sci. Meas. And Technol. Vol. 147, No. 3. May 2000.
- De Pablo and B. Pahlavanpour, "Furanic compounds analysis : a tool for predictive maintenance of oil filled electrical equipments", Electra, CIGRE, Groupe 15.01.03, No 175, 1997.
- D. Xue, "Monitoring paper insulation aging by measuring furfural contents in oil," in 7th International Symposium on High Voltage Engineering, 1991, pp.139–142.
- P. J. Griffin, E. Finnan, and R. Lewand, "Case studies," in Proceedings of the 1996 International Conference of Doble Clients, 1996, Sec 5-4.
- Cigré Brochure 494 ``Furanic Compounds for Diagnosis´´. Working Group D1.01 (TF13). April 2012
- W. Flores, E. Mombello, Senior Member IEEE, G. Rattá, Senior Member IEEE, J. A. Jardini, Fellow IEEE. `` Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos físico-químicos.

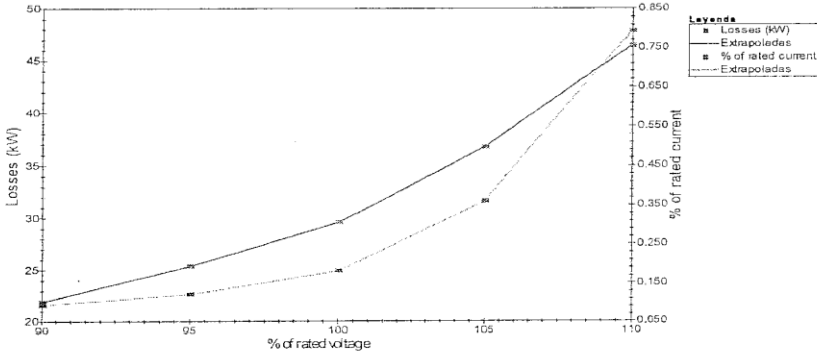
- Manoj Kumar Pradhan, Student Member, IEEE, and T. S. Ramu. `` On the Estimation of Elapsed Life of Oil-Immersed Power Transformers´´. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 20, NO. 3, JULY 2005.

- S.VijayaKumari, G.R.Viswanath, Dheepalakshmi, K.Dwarakanath, A.K.Tripathy. ``Remaining life assessment of power transformers´´. Central power research institute. Bangalore, India. Cigré 2008.

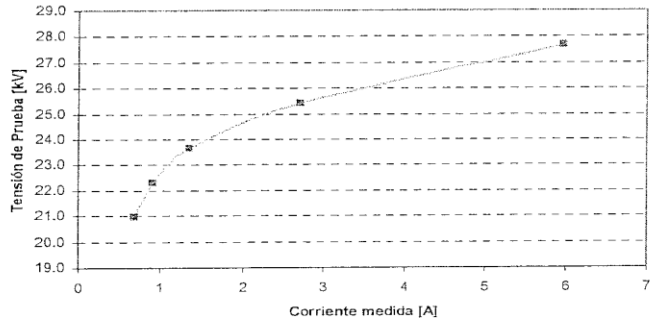
- K-Factor Transformers and Non-linear Loads. Prof.Rajesh Holmuke and Prof.Yogesh Angal


ANEXOS

	PROTOCOLO DE ENSAYOS Pérdidas e Intensidad de Vacío	Ns de Protocolo: 2010-048 Pág 6 de 24									
	Ns de Serie: 200808										
Norma relacionada: ANSI-IEEE Std C57.12.90-2006, Cláusula 8. Condición de prueba: Conexión interna en la posición de 23 kV Terminales Alimentados: x1-x2-x3 Posición: 2 1° Terminales Abiertos: H1-H2-H3-H0 Posición: 11 Potencia Base: 30 MVA Potencia Nominal: 30 MVA Temperatura Media del Aceite: 27.5 °C Frecuencia: 60 Hz											
Valores Medidos								Pérdidas ¹ (kW)	Intensidad	Valores Garantizados	
V	$\frac{V_{eficaz}}{I_1 I_2 V_{media}}$	1,11xV _{media} (kV)	V _{eficaz} (kV)	I _A (A)	I _B (A)	I _C (A)	Pérdidas (kW)			Pérdidas (kW)	Intensidad
110 %	1.0944	25.28	27.67	6.165	5.753	5.995	46.47	42.28	0.79 %	-	-
105 %	1.0531	24.13	25.41	2.920	2.528	2.674	36.74	34.84	0.36 %	-	-
100 %	1.0284	22.98	23.64	1.550	1.237	1.296	29.57	28.74	0.18 %	36.30	0.5000 %
95 %	1.0191	21.86	22.28	1.074	0.8250	0.8270	25.36	24.88	0.12 %	-	-
90 %	1.0129	20.69	20.96	0.8450	0.6440	0.6000	21.90	21.62	0.092 %	-	-



Curva de Magnetización





¹ Pérdidas corregidas a la onda senoidal		
Fecha: 10-Sep-2010	Ingeniero de Ensayo: Juan Carlos Vélez Marulanda	Departamento de Ensayo: Calidad Integral (PTQi)

		PROTOCOLO DE ENSAYOS Pérdidas en Carga y Tensión de Cortocircuito					Ns de Protocolo: 2010-048 Pág 7 de 24		
		Ns de Serie: 200808							
Norma relacionada: ANSI-IEEE Std C57.12.90-2006, Cláusula 9. Condición de prueba: Conexión interna en la posición de 23 kV Condición de Ensayo: 30 MVA Terminales Alimentados: H1-H2-H3-H0 1º Terminales Cortocircuitados: x1-x2-x3 (conexión 23kV)			Temperatura de Ref: 75.0 °C Potencia Base: 30 MVA						
Conexión			Medido			Corregido ¹		Garantizado	
Posiciones		U Nominal Terminal Alimentado (kV)	Temp. (°C)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pérdidas (kW)	Impe-dancia (%)	Pérdidas (kW)	Impe-dancia (%)
Alimentado	1º Cto								
1	-	123.75	26.5	8.0858	140.25	54.481	6.52	-	6.80
11	-	110.00	26.5	6.9236	157.66	55.340	6.29	60.120	6.40
21	-	96.250	26.5	5.9496	179.87	69.327	6.19	-	6.20
Norma relacionada: ANSI-IEEE Std C57.12.90-2006, Cláusula 9. Condición de prueba: Conexión interna en la posición de 23 kV Condición de Ensayo: 30 MVA Terminales Alimentados: H1-H2-H3-H0 1º Terminales Cortocircuitados: x1-x2-x3 (conexión 23kV)			Temperatura de Ref: 75.0 °C Potencia Base: 40 MVA						
Conexión			Medido			Corregido ¹		Garantizado	
Posiciones		U Nominal Terminal Alimentado (kV)	Temp. (°C)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pérdidas (kW)	Impe-dancia (%)	Pérdidas (kW)	Impe-dancia (%)
Alimentado	1º Cto								
1	-	123.75	26.5	8.0858	140.25	96.855	8.69	-	-
11	-	110.00	26.5	6.9236	157.66	98.383	8.38	-	-
21	-	96.250	26.5	5.9496	179.87	123.25	8.25	-	-
Norma relacionada: ANSI-IEEE Std C57.12.90-2006, Cláusula 9. Condición de prueba: Conexión interna en la posición de 23 kV Condición de Ensayo: 50 MVA Terminales Alimentados: H1-H2-H3-H0 1º Terminales Cortocircuitados: x1-x2-x3 (conexión 23kV)			Temperatura de Ref: 75.0 °C Potencia Base: 50 MVA						
Conexión			Medido			Corregido ¹		Garantizado	
Posiciones		U Nominal Terminal Alimentado (kV)	Temp. (°C)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pérdidas (kW)	Impe-dancia (%)	Pérdidas (kW)	Impe-dancia (%)
Alimentado	1º Cto								
1	-	123.75	27.5	10.973	190.28	151.91	10.87	-	-
11	-	110.00	27.5	10.272	234.02	153.64	10.47	167.0	-
21	-	96.250	27.5	9.8997	299.18	193.35	10.31	-	-
¹ Corregido a la Potencia Base y la Temperatura de Referencia									
Fecha: 11-Sep-2010			Ingeniero de Ensayo: Juan Carlos Vélez Marulanda			Departamento de Ensayo: Calidad Integral (PTQi)			

		PROTOCOLO DE ENSAYOS Pérdidas en Carga y Tensión de Cortocircuito				Ns de Protocolo: 2010-048 Pág 8 de 24			
		Ns de Serie: 200808							
Norma relacionada		ANSI-IEEE Std C57.12.90-2006, Cláusula 9.							
Condición de prueba		Conexión interna en la posición de 23 kV							
Condición de Ensayo:		30 MVA							
Terminales Alimentados:		H1-H2-H3-H0		Temperatura de Ref: 75.0 °C					
1° Terminales Cortocircuitados:		x1-x2-x3 (conexión 23kV)		Potencia Base: 56 MVA					
Conexión			Medido			Corregido ¹		Garantizado	
Posiciones		U Nominal Terminal Alimentado (kV)	Temp. (°C)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pérdidas (kW)	Impe- dancia (%)	Pérdidas (kW)	Impe- dancia (%)
Alimentado	1° Cto								
1	-	123.75	26.5	8.0858	140.25	189.84	12.17	-	-
11	-	110.00	26.5	6.9236	157.66	192.83	11.73	-	-
21	-	96.250	26.5	5.9496	179.87	241.57	11.55	-	-
<p>Notas: El equipo pasó satisfactoriamente la prueba y cumple con los valores garantizados de pérdidas e impedancia de cortocircuito.</p> <p>Equipo de medida: Analizador de Potencia Marca LEM NORMA D6000 - No. interno: E-0231</p> <p>Prueba realizada por: Luis Ángel Soto - Holaman Ramírez.</p> <p>Máxima Incertidumbre expandida de la medición 1.0%, con un nivel de confianza del 95%.</p>									
¹ Corregido a la Potencia Base y la Temperatura de Referencia									
Fecha: 11-Sep-2010		Ingeniero de Ensayo: Juan Carlos Vélez Marulanda				Departamento de Ensayo: Calidad Integral (PTQi)			