

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



**ESTUDIO DE LA VIDA ÚTIL DE LOS TRANSFORMADORES
DE POTENCIA EN SERVICIO: ENSAYOS DE LABORATORIO
Y EVALUACIÓN TÉRMICA**

PRESENTADO POR:

ISMAEL ARNOLDO JUÁREZ FLORES

VLADIMIR HUMBERTO LARÍN GARCÍA

NELSON WILFREDO VÁSQUEZ ELÍAS

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, AGOSTO DE 2018

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

MSc. CRISTOBAL HERNAN RIOS BENITEZ

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

DECANO:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCON SANDOVAL

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

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

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**ESTUDIO DE LA VIDA ÚTIL DE LOS
TRANSFORMADORES DE POTENCIA: ENSAYOS DE
LABORATORIO Y EVALUACIÓN TÉRMICA**

Presentado por:

ISMAEL ARNOLDO JUÁREZ FLORES

VLADIMIR HUMBERTO LARÍN GARCÍA

NELSON WILFREDO VÁSQUEZ ELÍAS

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

SAN SALVADOR, AGOSTO DE 2018

Trabajo de Graduación Aprobado por:

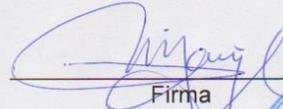
Docente Asesor:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

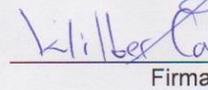
ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, viernes 27 de julio de 2018, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 2:30 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director


Firma

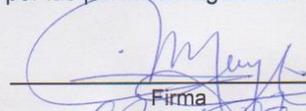
2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario


Firma

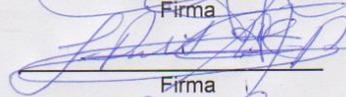


Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

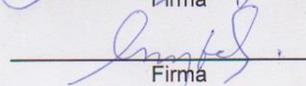
- ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN
(Docente Asesor)


Firma

- MSC. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ


Firma

- ING. MARVIN GERARDO JORGE HERNANDEZ


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

ESTUDIO DE LA VIDA ÚTIL DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN
SERVICIO: ENSAYOS DE LABORATORIO Y EVALUACIÓN TÉRMICA

A cargo de los Bachilleres:

- JUÁREZ FLORES ISMAEL ARNOLDO

- LARIN GARCIA VLADIMIR HUMBERTO

- VÁSQUEZ ELÍAS NELSON WILFREDO

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 9.2

(nueve punto dos.)

Agradecimiento.

Antes que todo, agradecer a Dios por las bendiciones recibidas a lo largo de la carrera y haber logrado mis objetivos. A mis padres, Cesis Flores y Gonzalo Juárez, por brindarme su incondicional apoyo y haberme enseñado buenos principios y valores en la familia. A mis hermanos, José Gonzalo, Tania Yaquelyn y Cesar Ernesto, por ser ese núcleo familiar muy importante en mi vida. A los docentes de la Facultad de Ciencias Básicas por tener ese don de la pedagogía que los caracteriza y haber aportado las herramientas necesarias para la continuidad de la carrera. A mis amigos, que estuvieron presentes a lo largo de mi proceso de formación académica, por su valiosa amistad. A mis compañeros de trabajo de grado, por su dedicación y responsabilidad. A nuestro asesor de tesis, por darnos su confianza y la oportunidad de realizar el presente trabajo, mediante sus conocimientos y experiencia en el campo de aplicación del tema.

Ismael Arnoldo Juárez Flores.

Agradecimiento.

Primeramente a Dios por permitirme llevar me a la culminación de la carrera, mis padres Humberto e Irma por todo el apoyo incondicional, igualmente a mis hermanos Javier y Jessica por estar siempre echando me el hombro en todo momento.

Al asesor ing. Armando Calderón por brindarnos la orientación necesaria para poder desarrollar un tema tan importante y así poder desarrollar más nuestro crecimiento profesional toda su colaboración y atención para llevar acabo el presente trabajo.

A mis compañeros de trabajo de graduación por toda la colaboración, apoyo y paciencia en el desarrollo de este proceso que fue finalizado con éxito y cumpliendo todas las expectativas y metas que han sido plasmadas en dicho trabajo.

A mis amigos, Joel, Giovanni, Marcello, Gerardo por creen en el proceso y por alentarme durante tantos años para poder culminar con éxito todo este proceso, así como a todos esos compañeros y amigos que no han sido mencionados pero han sido parte de este proceso.

Vladimir Humberto Larín García

Agradecimiento.

El final del inicio ha sido lograr esta meta, desde luego nunca fue fácil llena de obstáculos y mucho sacrificios, pero si algo me queda claro no lo pude haber logrado sin la ayuda de Dios que siempre me dio sabiduría, fuerzas y conocimiento para seguir siempre adelante y que al mismo tiempo puso en mis manos tantas personas especiales como lo son mi familia; mis padres Wilfredo y Yolanda por tantos consejos, apoyo incondicional y sacrificio durante todo este tiempo.

Mis hermanos David y Roció que siempre estuvieron conmigo, son los que más saben que tanto me ha costado, siempre fueron mi luz en mis desvelos, gracias por tanto. Además de ellos siempre estuvieron mis demás familiares abuelos, tíos y primos; muy pendientes de todo, con sus consejos y apoyos les quiero decir que fueron y hasta la vez siguen siendo muy importantes.

Esto no se hubiera culminado sin la guía y apoyo de nuestro asesor de tesis el Ing. Armando Calderón, por habernos brindado la excelente oportunidad de crecer profesionalmente. También me siento muy agradecido con la Sra. Secretaria (Reina V.) por sus consejos y apoyos en toda la carrera, al Srs. Posada y Juan por estar al tanto de mi progreso con sus consejos.

Por último y no menos importante a mis compañeros de tesis siempre muy colaboradores, responsables y disciplinados en todo el transcurso de su carrera, gracias por hacer de este trabajo de graduación una realidad.

Nelson Wilfredo Vásquez Elías

Índice

Introducción	1
Objetivos	2
General	2
Específicos	2
Capítulo I: Marco teórico.....	3
1.1 Transformador de potencia.....	3
1.2. Circuito equivalente del transformador.....	4
1.3 Evaluación de pérdidas en los transformadores	5
1.3.1 Pérdidas en el hierro	6
1.3.2 Pérdidas en el cobre.....	8
1.4 Rendimiento del transformador.....	8
1.5 Sistema de aislamiento	9
1.5.1 Composición del papel	9
1.5.2 Envejecimiento del papel aislante.....	12
1.5.3 Aceite Aislante	14
1.5.3.1 Hidrocarburos	14
1.5.4 Tipos de lubricantes.....	15
1.6 Composición de un aceite dieléctrico mineral	18
1.6.1 Aceites bases.....	18
1.6.2 Aromáticos.....	18
1.6.3 Isoparafínicos.....	19
1.6.4 Nafténicos	19
1.7 Características técnicas	21
1.7.2 Punto de Fluidez	21
1.7.3 Punto de inflamación	21
1.7.4 Tensión Interfacial	21
1.7.5 Color	21
1.7.6 Rigidez Dieléctrica	22
1.7.7 Baja tendencia a gasificarse.....	22

Capítulo II: Ensayos de laboratorio y evaluación térmica	23
2.1 Ensayos de laboratorio	23
2.1.1 Rigidez dieléctrica	23
2.1.2 Contenido de humedad (ASTM-1533)	23
2.1.3 Acidez, numero de neutralización (ASTM D-974, D-664)	24
2.1.4 Análisis de gases disueltos (ASTM D-3612)	25
2.1.5 Análisis de furanos (ASTM -5837)	30
2.1.6 Misceláneo de resumen de pruebas	34
2.1.6.1 Pruebas dieléctricas	34
Capítulo III: Tendencias de fallas y estadística	40
3.1 Identificando fallas	40
3.2 Curva de la bañera.....	40
3.3 Identificando componentes de falla.....	43
3.3.1 Cambiador de Taps	43
3.3.2 Devanado más núcleo	43
3.3.3 Bushings de transformadores.....	44
3.3.4 Accesorios	45
3.3.5 Válvula de sobrepresión.	45
3.3.6 Luz indicadora de sobrecarga	46
3.4 Principales causas de daños de los transformadores	47
3.4.1 Descargas parciales.....	48
3.4.2 Sobrecargas en transformadores	49
3.4.3 Sobrecalentamiento del aceite	49
3.4.4 Sobretensiones y descargas atmosféricas	50
3.4.5 Fallos de protecciones internas del transformador	51
3.4.7 Daño en los conductores debido a la presencia de gas corrosivo.	52
3.4.8 Armónicas y fuente de onda no-sinusoidal.....	52
Capítulo IV: Situación actual y diagnóstico	57
4.1 Identificación del transformador	57
4.2 Caso #1	58
4.2.1 Prueba de pcb.....	59

4.2.2. Prueba de acidez	60
4.2.3 Gases disueltos	60
4.3. Caso #2.....	68
4.4. Resultados de ensayos para el caso #2.....	75
Capítulo V: Análisis de resultados y estimación de la vida útil.	84
5. Vida del transformador de potencia y vida del aislamiento sólido.	84
5.1 Punto de final de la vida de los transformadores de potencia [v.3]	85
5.2 Punto de final de vida del aislamiento	86
5.2.1 Mecanismos que contribuyen a la degradación de la celulosa de los transformadores en operación.	87
5.2.2 Correlación entre la temperatura y la vida del aislamiento	88
5.2.3 Equilibrio de la humedad en el sistema papel-aceite en transformadores.....	93
5.3 Tecnología de diagnóstico de la vida de los transformadores de potencia	94
5.3.1 Muestreo directo del papel aislante	95
5.3.2 Análisis de furanos	98
5.3.3 Análisis de gases (CO y CO ₂).....	100
5.3.4 Comparación de los métodos de diagnóstico.	107
5.4 Estimación de la vida útil de los transformadores de potencia utilizando el grado de polimerización.....	110
5.4.1 Estimación mediante furanos.....	110
5.4.2 Estimación mediante la concentración de monóxido de carbono y dióxido de carbono.	110
5.4.3 Cálculo de las expectativas de vida a partir del grado de polimerización	115
Capítulo VI: Resumen y conclusiones	118
Capítulo VII. Bibliografía.	121
Capítulo I.....	121
Capítulo III	122
Capítulo V	123
Anexos	125

Índice de figuras

Figura I.1. Transformador de potencia.....	3
Figura I.2: Circuito equivalente monofásico del transformador de potencia.....	4
Figura I.3: Diagrama esquemático para la evaluación de pérdidas del transformador.....	6
Figura I.4. Representación de las pérdidas por histéresis.....	7
Figura I.5. Representación de las corrientes de Foucault.....	7
Figura I.6. Estructura de la celulosa formada a partir de un anillo de glucosa unido por puentes de oxígeno formando así una cadena lineal de celulosa.....	11
Figura I.7 Composición de las fibras celulosas.....	11
Figura I.8 Estructura de la lignina.....	12
Figura I.9 - Clasificación de los hidrocarburos.....	14
Figura I.10 Aceite mineral vs aceite vegetal, en relación a la vida relativa de un transformador [C1.3].....	18
Figura II.1 Para la condición de altas temperatura las moléculas de agua migran al aceite, en la peor condición y altos niveles de humedad ocurre cuando a baja temperatura el agua viaja al aislante sólido, condición muy peligrosa que acelera la degradación de este.....	24
Figura II.2 Gases generados durante la descomposición del aceite dieléctrico.....	28
Figura II.3 Gases generados durante la descomposición de la celulosa.....	28
Figura II.4 Molécula de la celulosa.....	31
Figura II.5 Grado de polimerización contra número de acidez.....	32
Figura III.1 Curva de la bañera.....	40
Figura III.2 Bath curve Típica.....	41
Figura III.3. Gráfico que muestra en porcentajes los elementos con probabilidades de fallas.....	42
Figura. III.4 Falla en bobina y núcleo de transformador.....	44
Figura. III.5 Transformador con falla asociado a bushing.....	45
Figura. III.6 Válvula de sobrepresión.....	46
Figura III.7 Luz indicadora de sobrecarga.....	46
Figura III.8 Diagrama esquemático que indica los elementos prioritarios a atender en base a estadísticas de fallas y curva de la bañera.....	47
Figura III.9 Clasificación de las descargas parciales bajo la norma IEC 6027.....	48
Figura. III.10 Devanado de alta y baja tensión sobrecargados.....	49
Figura. III.11 Cortocircuito entre espiras en el devanado de baja tensión.....	50
Figura. III.12 Fuga de aceite por accesorio (cambiador de taps).....	51
Figura III.13. Reducción en la capacidad de transformadores con relación	

a la carga no lineal que alimenta.....	54
Figura. IV.1 Formato básico de toma de datos a transformador para realizar ensayos de laboratorio.....	57
Figura. IV.2. Pruebas que las empresas realizan a sus transformadores.....	58
Figura. IV.3. Transport X para análisis de gases disueltos.....	61
Figura IV.4. Especificaciones del equipo utilizado para la prueba de gases disueltos.....	63
Figura IV.5. Ejemplo de resultados de la prueba de gases disueltos por el medidor portátil transport X.....	63
Figura. IV.6. Comportamiento de ensayo de rigidez dieléctrica de transformador de 10 MVA para 4 años.....	77
Figura. IV.7 Perfil de carga para transformador de 10 MVA, que comprende un promedio de 160 días aproximadamente de operación al año, que equivale a 0.43 fracción de año.....	78
Figura. IV.8 Proporción de los gases claves, indican una elevada cantidad de CO, que indica sobrecalentamiento en la celulosa.....	80
Figura. IV.9 Certificado de análisis realizado por NIT, sobre el resultado de gases disueltos.....	82
Figura V.1 Comparación de tasa de envejecimiento relativo contra el factor de aceleración de envejecimiento, la ecuación EC. V.4 se modificó de tal manera que tomara 110°C como punto caliente en lugar de 98°.....	91
Figura V.2. Gráfico del comportamiento de los diferentes métodos de envejecimiento, la flecha indica cómo estos efectos se ven incrementados por el incremento del factor A debido a la hidrólisis. [V-1] ya que como se mencionó este es un proceso auto acelerado que tiene gran repercusión en la degradación de la vida del aislamiento.....	93
Figura V.3. Procedimiento de diagnóstico de vida útil del transformador.....	95
Figura V.4 distribución radial del DP, para los devanados de 30 kV y 70 kV [V.10].....	98
Figura V.5 Relación entre el grado de polimerización y los furanos. [V.11].....	100
Figura V.6 Relación entre el grado de polimerización y el contenido de CO + CO ₂ [V.11].....	101
Figura V.7 Cambios en la concentración de gases.....	103
Figura V.8 muestra la relación entre los días de calentamiento y el Furfural residual en el aceite.....	104
Figura V.9 Dependencia de la temperatura en la concentración de CO y CO ₂	106
En la figura V.10 se muestran dos gráficos donde se muestra la relación entre el DP y CO, además de CO ₂ y DP respectivamente, en ellos se muestra cierta dispersión debido a la falta de consideración del fenómeno de absorción, el desarrollo completo este estudio se puede observar en[V- 13] ...	108
Figura V.11 relación entre contenido total de los furanos y el grado de polimerización.....	108

<i>Figura V.12 Relación entre el grado de polimerización y la vida del aislamiento, donde A_g es la suma de los productos de la temperatura por la duración del envejecimiento, esta definición basada en el ciclo de carga típico de los transformadores.....</i>	<i>109</i>
<i>Figura V.13 Ciclo de carga tipo de transformadores.....</i>	<i>109</i>
<i>Figura V.14 como se puede observar se cuenta con el valor de cada uno de los 7 parámetros así como también el valor R^2 que es 0.9987 lo cual le brinda mayor confianza al resultado de la ecuación de regresión planteada.....</i>	<i>113</i>
<i>Figura V.15 El gráfico de color celeste muestra los datos de la tabla V-7 que fueron obtenidos mediante el método gráfico de la figura V-8 mientras que la gráfica naranja muestra la ecuación de regresión V.8a.....</i>	<i>114</i>
<i>Figura V.16 gráfico de la ecuación V.8b la desviación de esta.....</i>	<i>115</i>
<i>Figura V.17 evaluación del DP a partir de la concentración de la tabla V.8 los resultados entre ambos métodos presentan un error máximo de 3% lo cual es un valor aceptable.....</i>	<i>117</i>

Índice de tablas

<i>Tabla I.1 Estados del papel según grado de polimerización (DP) [C-1.1]</i>	13
<i>Tabla I.2 Grado de implantación de los líquidos aislantes [C-1.2]</i>	16
<i>Tabla I.3 Tabla comparativa de cualidades y propiedades de cada uno de los tipos de aceite dieléctrico</i>	17
<i>Tabla I.4-Clasificación de los aceites según la norma ASTM D-3487</i>	20
<i>Tabla II.1 Valores máximos de porcentaje de saturación, según la IEEE Std. C57.106-2002.</i>	24
<i>Tabla II.2 Gases producidos por descomposición del aceite</i>	26
<i>Tabla II.3 Gases producidos por descomposición del papel.</i>	26
<i>Tabla II.4 Otros gases que también se generan.</i>	26
<i>Tabla II.5 Abreviaturas y sinónimos.</i>	33
<i>Tabla II.6 Niveles de análisis de compuestos furánicos.</i>	34
<i>Tabla II.7 Resumen de pruebas dieléctricas.</i>	35
<i>Tabla II.8 Resumen de pruebas físico-químicas.</i>	38
<i>Tabla II.9 Resumen de pruebas Análisis de cromatografía.</i>	39
<i>Tabla III.1 Tasa de fallas de los principales componentes.</i>	42
<i>Tabla III.2 Factor de carga para el diseño de diferentes tipos de cargas no sinusoidales.</i>	55
<i>Tabla IV.1 Resumen de resultados obtenidos para 4 años</i>	76
<i>Tabla IV.2 Modelo de resultados para análisis 1, que mide la concentración por tipo gases disueltos.</i>	79
<i>Tabla IV.3 Proporción relativa de gases claves.</i>	80
<i>Tabla IV.4 Resultado de análisis 4, se encuentra indicios de descomposición térmica debido a la elevación de temperatura.</i>	81
<i>Tabla IV.5 Resultado de análisis 5, se ubica dentro del caso 5, se estima una falla térmica inferior a 150°C.</i>	81
<i>Tabla IV.6 Resultados análisis 6, ubicación dentro del triángulo de Duval Figura II.9; Específicamente en el PD (Pequeñas descargas parciales).</i>	81
<i>Tabla IV.7 Resumen de pruebas para transformador de 10 MVA para los años 2012,2013 y 2017.</i>	83
<i>Tabla V.1. La primera definición mostrada era la aceptada por el estándar ANSI/IEEE 57.92 1981 donde con una temperatura de 110°C para una rigidez mecánica del 50 % en el papel aislante se esperan 65,020 horas de vida a las condiciones que se muestran un 0.5% de humedad y sin respiraderos es decir con niveles bajos de oxígeno.</i>	90
<i>Tabla V.2. Resultados de las mediciones en los puntos indicados [V.10].</i>	97

<i>Tabla V.3. Compuestos furánicos individuales.</i>	99
<i>Tabla V.4 concentraciones de furanos antes y después de la desgasificación.</i>	106
<i>Tabla V.5. Se muestra una comparación entre métodos, en orden del más preciso al menos preciso</i>	107
<i>Tabla V.6 se observa la variedad de ecuaciones para el cálculo del grado de polimerización a partir del furanos 2 FAL.</i>	110
<i>Tabla V.7 Muestreo de manera gráfica de los puntos x,y. (DP,CO+CO2)</i>	112
<i>Tabla V.8 Del análisis de gases disueltos para el transformador de potencia del caso 2 se obtuvieron los resultados mostrados en la columna dos y tres para los años 2012, 2013 y 2017. Su muestra respectiva de temperatura y la corrección de las concentraciones de CO y CO2 en las columnas cuatro y cinco, finalmente en la columna seis la suma de ambos gases y su conversión a mL/g y en la última el valor con el cual se evalúa la ecuación V.8b.</i>	116
<i>Tabla V.9 Los resultados para la estimación de vida para la ecuación V.9 y V.13 se ve que en ambos caso el resultado es muy cercano cerca del 4% de diferencia entre ambos métodos.</i>	117

Glosario técnico.

1. **ASTM:** Sociedad Americana para Pruebas y Materiales.
2. **Celulosa alpha:** fracción de mayor peso molecular que no ha sido fraccionada durante los procesos de pasteo y blanqueo, que es resistente a una solución de NaOH a determinadas condiciones normalizadas.
3. **Celulosa:** principal componente de las paredes celulares de los arboles con altas propiedades aislantes.
4. **Cromatografía de gases:** método físico de separación de compuestos orgánicos e inorgánicos térmicamente estables y volátiles para la caracterización de mezclas complejas. Es utilizada en el aceite dieléctrico de transformadores para determinar el tipo y cantidad de gases disueltos en el aceite para prevenir o detectar posibles fallas.
5. **Descargas parciales:** hace referencia a una ruptura dieléctrica localizada en una pequeña región de un sistema sólido o líquido de aislamiento eléctrico sometido a condiciones de estrés de alta tensión.
6. **Energía de activación:** es la energía mínima que necesita un sistema antes de poder iniciar un determinado proceso. A presión constante, la energía de activación viene determinada por la siguiente ecuación.
7. **Enlaces químicos:** proceso químico responsable de las interacciones atractivas entre átomos y moléculas, y que confiere estabilidad a los compuestos químicos diatómicos y poliatómicos.
8. **Furanos:** compuesto derivado de la degradación de celulosa.
9. **Grado de polimerización:** el grado de polimerización (DP) representa el número de monómeros β de glucosa ($C_6H_{10}O_5$), es decir que tanto se ha descompuesto una cadena de celulosa en anillos de glucosa u otros compuestos.
10. **Hemicelulosa:** está formada por la unión de varios monosacáridos diferentes, los cuales son los glúcidos más sencillos, que no se hidrolizan o descomponen en otros compuestos más simples.
11. **Hidrolisis:** 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 unión de otra especie química. Esta reacción es importante por el gran número de contextos en los que el agua actúa como disolvente.

12. **IEC:** Comisión Electrotécnica Internacional.
13. **IEEE:** Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (siglas en inglés).
14. **Joule:** unidad utilizada en el Sistema Internacional de Unidades para energía en forma de calor (Q) y trabajo (W).
15. **K-factor:** para transformadores secos, de los Underwriters Laboratories (UL), es un índice de la capacidad del transformador para soportar los efectos del calentamiento producidos por las cargas no lineales, siendo diseñados para operar a su capacidad nominal con corrientes que tengan niveles de distorsión de acuerdo a dicho factor, sin que se excedan los límites nominales de elevación de temperatura.
16. **Lignina:** es un polímero de naturaleza aromática con alto peso molecular que tiene como base estructural unidades de fenil-propano y probablemente está ligada a los polisacáridos (poliosas) de la madera.
17. **Lodo:** moléculas grandes e insolubles en aceite, producto de las reacciones entre los productos de la oxidación.
18. **Microfibrilla:** son estructuras cristalinas formadas por cadenas lineales de celulosa con un diámetro de entre 20 y 30 nm y formadas por unas 2000 moléculas de celulosa entre las que se establecen enlaces de hidrógeno entre los grupos hidroxilo de las cadenas yuxtapuestas, haciéndolas impenetrables al agua y originando unas fibras compactas que constituyen la pared celular de las células vegetales.
19. **Papel Kraft:** material construido a partir de una delgada lámina de celulosa y otros elementos, sirve como medio aislante de los conductores dentro de los transformadores rellenos de aceite.
20. **Polímero:** son macromoléculas formadas por la unión mediante enlaces covalentes de una o más unidades simples llamadas monómeros.
21. **Oxidación:** la oxidación es un fenómeno en el cual un elemento o compuesto se une con el oxígeno, aunque rigurosamente hablando, la oxidación como tal se refiere al proceso químico que implica la pérdida de electrones por parte de una molécula, átomo o ion.
22. **Rigidez mecánica:** en ingeniería, la rigidez es una medida cualitativa de la resistencia a las deformaciones elásticas producidas por un material, que contempla la capacidad de un elemento estructural para soportar esfuerzos sin adquirir grandes deformaciones

Introducción

La preocupación en gran medida de las distintas centrales de distribución o de potencia es la optimización de costes, influenciados por la adquisición y operación (mantenimiento y pérdidas de energía de la maquina durante su funcionamiento) y su periodo de vida útil más óptimo.

Las pérdidas de energía están estrechamente relacionadas por el rendimiento, es importante mencionar que aunque los transformadores sean máquinas con elevado rendimiento nominal, pero a gran escala es decir en máquinas de gran potencia y continuo funcionamiento, se suman y forman unas importantes pérdidas totales en todo el sistema de distribución de energía eléctrica. Aunque la vida útil de los transformadores en general es superior a los 25 años, es importante para los gerentes de planta el momento en que se debe sustituir la máquina, anticipar esto es esencial ya que implica un alto coste de inversión inicial. Para el reemplazo en esencia viene determinado por el estado del sistema de aislamiento del transformador, específicamente en los transformadores de potencia, este sistema está compuesto por el aceite y el papel, siendo el segundo el que define en gran parte la vida del transformador, si bien el aceite se puede medir y experimentar con él, pero no lo es con el papel ya que se estima indirectamente a través de algunas propiedades medidas en el aceite, esto es debido a que no se puede obtener muestras directas del papel durante la operación del transformador. Para estimar el estado del aceite se enlistan una seria de pruebas que determina la condición de este como son la acidez, humedad, factor de potencia, rigidez dieléctrica, y elementos que analizan el estado del papel indirectamente por medio del aceite con pruebas como contenido de furanos, concentración de gases disueltos y otros.

Esta tesis tiene como objetivo principal estimar la vida útil de un transformador de potencia aportar todas las herramientas que faciliten la toma de decisiones en situaciones como la de elegir el mejor momento para sustitución de un transformador o cualidad que debe tener la máquina para que opere de una manera más rentable en el tiempo, todo esto con las herramientas ya existentes que determinan el funcionamiento del transformador como el análisis de propiedades dieléctricas, físico-químicas del aceite y análisis de cromatografía.

Objetivos

General

Determinar las causas que estadísticamente tienen más incidencia en el tiempo de vida de los transformadores de potencia mediante los análisis y/o ensayos, donde se pueden realizar valoraciones sobre sus condiciones y el cambio en las expectativas de vida útil basado en el análisis en estándares internacionales: ANSI, IEC e IEEE.

Específicos

- Caracterizar las fallas de mayor frecuencia que estén minando la vida de los transformadores, estudio de casos a distribuidoras.
- Comparar las diferentes normas para obtener indicadores que permita determinar las condiciones más óptimas para prolongar la vida de los transformadores.
- Diagnosticar planes de contingencia que se deben abordar según el tipo de falla en los transformadores.

Capítulo I: Marco teórico

1.1 Transformador de potencia

Uno de los dispositivos eléctricos y magnéticos muy importante en el sistema eléctrico es el transformador de potencia, el cual se define como un dispositivo que incluye bobinas acopladas magnéticamente, cuyo funcionamiento se basa en el principio de la inducción electromagnética, partiendo de una tensión alterna conectada a su entrada que por lo general se les denominan H, se obtiene otra tensión alterna mayor o menor que la anterior en la salida del transformador o bornes secundarios.

Las partes más importantes y esenciales que constituyen un transformador de potencia son las siguientes: Núcleo magnético, enrollamiento o devanados, boquillas terminales, tanque o cubierta, medio refrigerante y aparatos de refrigeración.



Figura I.1. Transformador de potencia.

Todos los elementos en los que se constituye el transformador de potencia tienen un grado de incidencia en la vida útil del mismo, es por ello que se hace necesario conocer los principios de operación y los conceptos básicos del transformador.

1.2. Circuito equivalente del transformador

Uno de los conceptos fundamentales para conocer el principio de funcionamiento del transformador de potencia es mediante su circuito equivalente monofásico que por lo general para tener una mejor comprensión del mismo este puede estar referenciado al lado primario o secundario del transformador y es válido tanto para un régimen permanente como para procesos transitorios, su circuito se presenta a continuación:

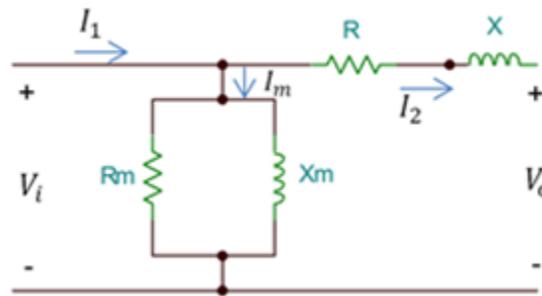


Figura I.2. Circuito equivalente monofásico del transformador de potencia.

- I_1 : Corriente de entrada [A]
- V_1 : Tensión de entrada [V]
- R_m : Resistencia de derivación [Ω], asociada con el entrehierro
- I_m : Corriente de magnetización [A]
- X_m : Reactancia de derivación [Ω]
- R : Resistencia equivalente referida al primario [Ω], asociada con el cobre
- I_2 : Corriente de salida [A]
- X : Reactancia equivalente referida al primario [Ω]
- V_o : Tensión de salida [V]

El circuito de la figura I.2 está referenciado al lado primario, por lo que su equivalente para R y X, se muestra a continuación:

$$R: r_1 + a^2 r_2$$

r_1 : resistencia del circuito primario [Ω]

r_2 : resistencia del circuito secundario [Ω]

$$X: X_1 + a^2 X_2$$

X_1 : Reactancia inductiva del circuito primario [Ω]

X_2 : Reactancia inductiva del circuito secundario [Ω]

Y además:

$$a = \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_1}{I_2}$$

a : relación de transformación

N_1 : Número de espiras en el primario

N_2 : Número de espiras en el secundario

1.3 Evaluación de pérdidas en los transformadores

A nivel de circuito equivalente del transformador, la evaluación de las pérdidas se divide principalmente en dos grupos, los cuales son:

- Las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas: Pérdidas en el hierro.
- La suma de las potencias en los bobinados del transformador: Pérdidas en el Cobre.

Un esquema más detallado que se ha mencionado para la evaluación de pérdidas se muestra en la figura I.3



Figura I.3. Diagrama esquemático para la evaluación de pérdidas del transformador.

1.3.1 Pérdidas en el hierro

Las pérdidas en el hierro se presentan cuando el núcleo está sometido a la acción de corriente alterna. Se distinguen las pérdidas por histéresis (P_h) y las pérdidas por corrientes de Foucault (P_f).

Las pérdidas por histéresis son debidas al efecto de saturación y “remanencia magnética” de hierro, su magnitud depende del tipo de hierro, dimensiones el grado de inducción magnética y la frecuencia como se muestra a continuación:

$$P_h = K_h f B_{max} \quad (\text{EC. I.1})$$

Dónde:

P_h : Pérdida total por histéresis (W)

K_h : Constante de proporcionalidad que depende de la calidad del acero

f : Frecuencia nominal de operación (Hertz)

B_{max} : Densidad de flujo máximo eficaz (Maxwell/cm²)

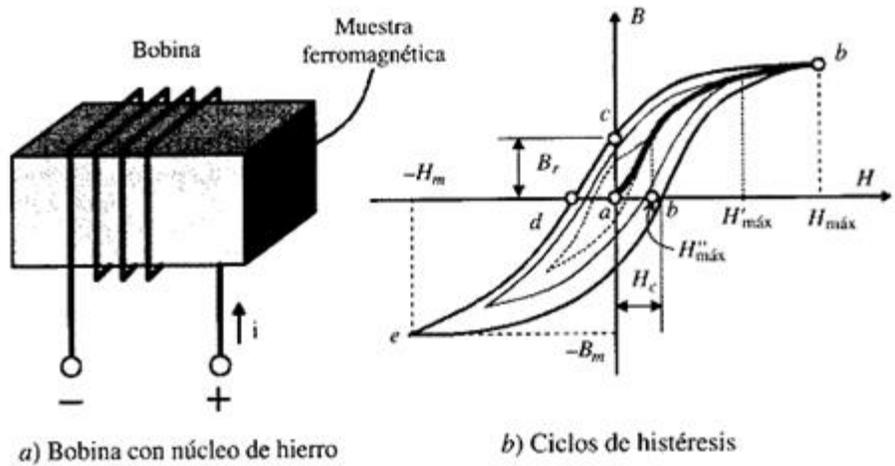


Figura I.4. Representación de las pérdidas por histéresis.

Las pérdidas por corrientes de Foucault, están descritas por la siguiente ecuación:

$$P_f = K_e f^2 B_{max}^2 \quad (\text{Ec. I.2})$$

Dónde:

P_f : Pérdida total por corriente de Foucault (W)

K_e : Constante de proporcionalidad que depende del volumen del núcleo

f : Frecuencia nominal de operación (Hertz)

B_{max} : Inducción magnética (Maxwell/cm²)

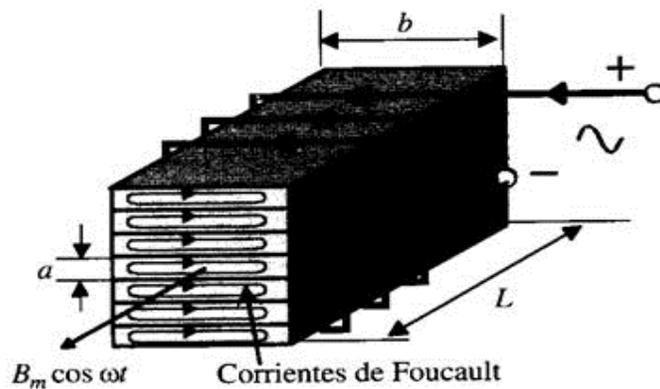


Figura I.5. Representación de las corrientes de Foucault.

Por lo tanto las pérdidas totales están dadas por la suma de las pérdidas en el hierro y las pérdidas debidas a las corrientes de Foucault, como se muestra a continuación:

$$P_T = P_h + P_f \quad (\text{Ec. 1.3})$$

1.3.2 Pérdidas en el cobre

Las pérdidas en el cobre se consideran como una potencia consumida de la red por el transformador de distribución, potencia que no es aprovechable en el secundario para el circuito de carga, cuanto menores sean estas pérdidas mayor será el rendimiento del transformador.

Las pérdidas en el cobre son debidas al efecto JOULE por la circulación de corrientes a través de los bobinados primarios y secundarios y se pueden calcular si se conocen las resistencias óhmicas de los devanados y la corriente de carga, utilizando la siguiente ecuación:

$$P_c = I^2 R [\text{Watts}] \quad (\text{Ec. 1.4})$$

Donde:

P_c : *Pérdidas de potencia en el cobre*

R : *Resistencia de los devanados*

I : *Valor eficaz de la corriente*

Una vez identificadas las principales pérdidas que tienen los transformadores, se hace necesario también conocer su eficiencia, porque este parámetro define potencia que recibe y entrega el transformador de la red eléctrica.

1.4 Rendimiento del transformador

La eficiencia o el rendimiento del transformador, en muchos libros de textos los denominan con la letra “n”, la cual consiste básicamente en una relación de potencia de salida entre la potencia que la red inyecta al transformador, como se muestra a continuación:

$$n = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de entrada}} * 100\% \quad (\text{Ec. 1.5})$$

La potencia de salida que entrega el transformador se determina mediante el producto de la potencia de carga suministrada por el transformador y el factor de potencia, como se muestra a continuación:

$$P_{salida} = KVA * \cos(\theta) = KVA * fp \quad (\text{Ec. I.6})$$

Lo que significa:

KVA : Potencia de carga suministrada por el transformador

cos(θ): Factor de potencia de la carga

La potencia que la red entrega al transformador es igual a la potencia de salida más la suma de las pérdidas totales, como se muestra a continuación:

$$P_{entrada} = P_{salida} + P_{perdidas} \quad (\text{Ec. I.7})$$

Donde se tiene que:

$$P_{perdidas} = P_c + P_T = I^2 R + P_h + P_f [KW] \quad (\text{Ec. I.8})$$

Una vez se han definida las ecuaciones anteriores se procede a obtener una forma distinta de para determinar la eficiencia del transformador, como se muestra a continuación:

$$n = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de entrada}} = \frac{KVA * \cos(\theta)}{KVA * \cos(\theta) * (P_c + P_T)} * 100\% \quad (\text{Ec. I.9})$$

1.5 Sistema de aislamiento

1.5.1 Composición del papel

Para entender a detalle como es la composición del papel es de sumergirse muy bien a la parte química, lo cual en el presente documento daremos de una manera general cómo está constituido.

El papel se compone principalmente por fibras embutidas y puede ser de origen natural como por ejemplo de celulosa, algodón, lino entre otras, o sintético como de nylon o Nomex. De virutas de madera o de la madera misma se obtiene la celulosa para la elaboración del papel aislante, prácticamente está compuesta por tres partes que se detallan a continuación:

- **Celulosa Alpha**

Aproximadamente contiene un 40~55 % de este componente, es decir que su estructura posee 1200 unidades de glucosa en una cadena.

- **Hemicelulosa**

El siguiente componente denominado Hemicelulosa presente en el papel aislante contiene aproximadamente un 25~40 % de este componente, es decir que su estructura posee 200 unidades de glucosa en una cadena.

- **Cemento químico que une las fibras (lignina).**

Contiene un 15~35 % de lignina, un cemento químico que une las fibras.

En base a lo anterior claramente es notable un mayor porcentaje de Celulosa Alpha, esto se debe principalmente debido a que en el proceso de fabricación la lignina y la hemicelulosa son reducidos considerablemente.

A manera de ejemplo, la composición típica del proceso del papel Kraft sin blanquear es 75~85 % celulosa, 10~20% de hemicelulosa, 2~6 % de lignina y 0.5% de otros compuestos inorgánicos.

En base a ello es necesario definir el concepto de celulosa, el cual es un polímero formado por cientos de monómeros de glucosa que se unen mediante enlaces glucosídicos, tal como se muestra en la figura siguiente.

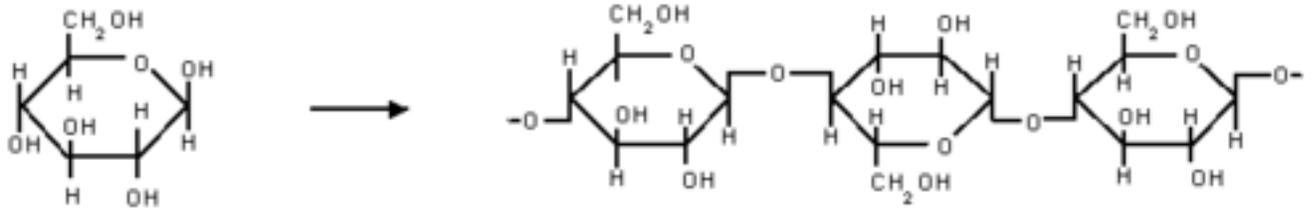


Figura I.6. Estructura de la celulosa formada a partir de un anillo de glucosa unido por puentes de oxígeno formando así una cadena lineal de celulosa.

El grado de polimerización antes del proceso de purificación puede ser tan alta y estar en el orden de los 14,000 sin embargo luego del proceso de purificación esta se reduce al orden de los 1400 a 1200.

Cuando la molécula de celulosa se extiende completamente, toma la forma de una cinta plana altamente hidrofílica con los grupos hidroxilo que sobresalen lateralmente y en condiciones de formarse tanto enlaces intermoleculares como enlaces intermoleculares de hidrógeno. La superficie de la cinta se compone principalmente de átomos de hidrógeno vinculados directamente con el carbono y por lo tanto hidrofóbica. Estas dos características de la estructura molecular de la celulosa son los responsables de su estructura supramolecular y esto a su vez, determina muchas de sus propiedades químicas y físicas [I.1] [I.2]

La celulosa va formando microfibrillas, para después ir formando macrofibrillas para dar como resultado las fibras de celulosa, que pueden tener un largo de 1 a 20 mm y un diámetro de 20µm.

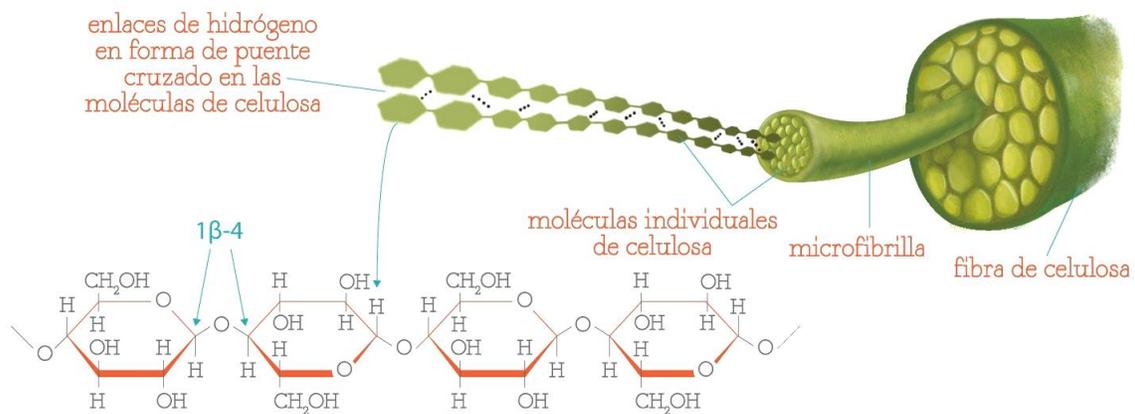


Figura I.7. Composición de las fibras celulosas.

Las sustancias hemicelulosa (Figura I.6) son un grupo no uniforme de polisacáridos complejos que no son de celulosa. Su grado de polimerización es sustancialmente menor que la de celulosa y es entre 50 y 250. La hemicelulosa forma la matriz real en el que las fibras de celulosa están incrustadas.

La hemicelulosa presente en las fibras de celulosa también juega un papel importante en la resistencia mecánica, es decir, en la unión fibra a fibra, debido a que sus grupos hidroxilo forman los puentes de hidrógeno necesario para el enlace químico [I.2].

La lignina (Figura I.8) es una sustancia polimérica natural que es difícil de degradar. Forma junto con la celulosa el componente principal de la madera [I.2].

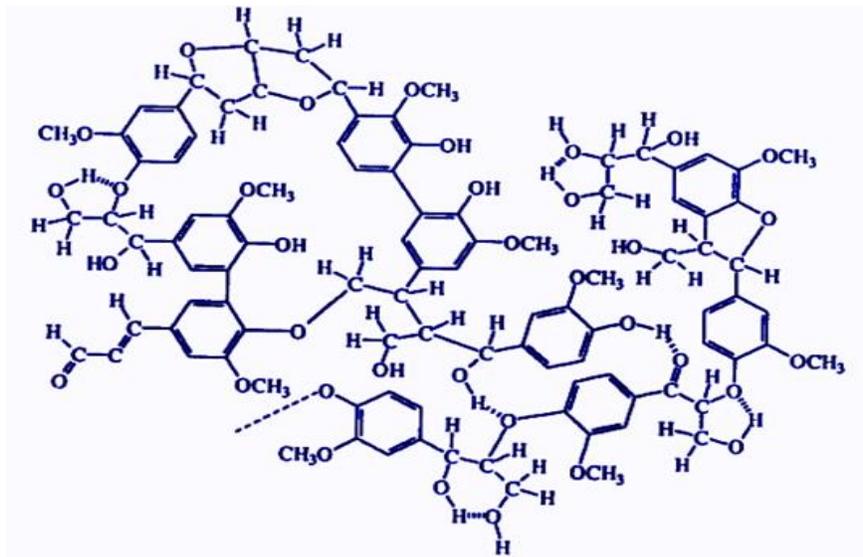


Figura I.8. Estructura de la lignina.

1.5.2 Envejecimiento del papel aislante.

El proceso de envejecimiento del papel comienza cuando los vínculos entre las cadenas de celulosa comienzan a romperse, es decir comienza un proceso de despolimerización y con esto el DP decae al igual que la resistencia mecánica.

Al finalizar todo el proceso de fabricación, cuando el papel ya está terminado este presenta un DP de 1200 como ya se mencionó pero este aún debe ser llevada a un proceso de secado con lo cual decae y su valor final oscila entre los 800 ~ 1000 y este contiene un 0.5% de agua, además

la resistencia a la tracción se ve reducida un 20% de su valor inicial. La resistencia de tracción del papel depende de del grado de polimerización (DP).

Si el papel presenta un DP de 200 o inferior se dice que el papel se encuentra en su punto final de sus capacidades de aislamiento, además entre si el DP está entre 500 a 200 la rigidez mecánica decae directamente proporcional al DP, y entre un DP de 200~150 se comienza a perder completamente la rigidez mecánica del papel aislante.

DP RANGO	DESCRIPCIÓN
<200	<i>La prueba indica una degradación excesiva del papel que excede el punto crítico. Recomendando encarecidamente que el transformador se saque del servicio de inmediato y se inspeccione visualmente.</i>
200-250	<i>El papel está cerca o en estado crítico. Se recomienda que el transformador se retire del servicio tan pronto como sea posible y se inspeccione a fondo. Se pueden tomar muestras de papel para pruebas directas de DP.</i>
260-350	<i>El papel se está acercando a la condición crítica. Sugerir que la inspección sea programada y / o volver a muestrear dentro de 1 año para reevaluar la condición.</i>
360-450	<i>El papel está empezando a acercarse a la condición crítica. Sugerir una nueva muestra en un tiempo de 1-2 años.</i>
460-600	<i>Deterioro significativo del papel, pero aún muy lejos del punto crítico.</i>
610-900	<i>Envejecimiento de papel leve a mínimo.</i>
>900	<i>No se detecta degradación en el papel.</i>

Tabla I.1 Estados del papel según grado de polimerización (DP) [C-1.1].

1.5.3 Aceite Aislante

1.5.3.1 Hidrocarburos

El petróleo crudo y las fracciones que provienen de él están conformados de moléculas denominadas hidrocarburos y por una combinación de átomos de carbono con átomos de hidrógeno. Mediante la realización de distintos tratamientos sobre el petróleo crudo, el refinador puede producir combinaciones moleculares inexistentes. Por otro lado, el petróleo crudo contiene, azufre, oxígeno y nitrógeno bajo la forma de compuestos tales como sulfuro de hidrógeno, ácidos nafténicos, etc.

Los hidrocarburos son compuestos formados por carbonos e hidrógenos, los cuales se clasifican de la siguiente manera:



Figura I.9. Clasificación de los hidrocarburos.

Dentro del producto terminado del petróleo se derivan los aceites aislante, líquido viscoso de color amarillo claro e inodoro y es un elemento esencial en el funcionamiento del transformador, ya que este presenta unas excelentes características físicas, químicas y eléctricas para ser utilizados con fines aislantes y refrigerantes.

Las funciones que cumple dentro del transformador son las siguientes:

- Aislar todos los componentes del transformador.
- Cumplir la función de refrigeración eficiente del transformador.

- Ser un protector de los aislantes sólidos para que no absorban humedad el ambiente.
- Proteger a la pareja núcleo-bobina del ataque químico.

1.5.4 Tipos de lubricantes

1.5.4.1 Aceites minerales

Los aceites dieléctricos de origen mineral se obtienen de un derivado secundario del petróleo en cuya composición predominan los hidrocarburos nafténicos. Los aceites minerales representan el 90% del volumen de ventas de aceites dieléctricos a nivel mundial, casi todo usado en transformadores e interruptores de potencia. Una cantidad menor es usada en capacitores y cables.

1.5.4.2 Aceite vegetal

Es un compuesto de aceites vegetales (soja, canola, girasol y otros), clasificados como comestibles, con aditivos para mejorar el desempeño, como antioxidante, punto de fluidez y colorante. El aceite vegetal es biodegradable, siendo amigable con el medio ambiente, excelente comportamiento a la resistencia de flameo y punto de ignición, por encima de los 320°C, muy superior a los valores de los aceites dieléctricos convencionales o compuestos de hidrocarburos, mejora la capacidad de remoción de agua provocada por el envejecimiento disminuyendo el envejecimiento del papel aislante.

Últimas tecnologías en aceites dieléctricos de excelentes propiedades a pesar de que su costo es aún todavía elevado para países que importan esta tecnología(2-3 veces el costo de un aceite mineral); surge otra pregunta si se dejan de producir productos para el consumo humano en pro de fabricar productos para el desarrollo de las industrias (aproximadamente una hectárea de cultivo produce suficiente aceite de semilla para llenar tres transformadores de tipo distribución de 45 kVA, es el punto a tratar en el futuro y determinar la factibilidad en el tiempo.

La susceptibilidad a la oxidación de los ésteres naturales ha sido el obstáculo primario para su utilización como un líquido dieléctrico (factor que, por el contrario, favorece las propiedades medioambientales). Se afirman que el oxígeno es el factor más sensible en el deterioro del aceite.

Hoy por hoy, el aspecto ha sido mejorado gracias a la combinación del fluido con aditivos y a los sistemas de llenado y hermeticidad desarrollados e implementados.

1.5.4.3 Aceites sintéticos.

La aplicación de aceites sintéticos como aislantes eléctricos ha sido muy limitada. Recientemente se han empleado fluidos sintéticos a base de silicona y ésteres en aplicaciones especiales donde un alto grado de seguridad y muy amplio tiempo de servicio es requerido. También, últimamente, se están ensayando aceites dieléctricos de naturaleza predominantemente parafínica. Las pruebas y su interpretación son prácticamente las mismas para un aceite sintético a base de silicona que para un aceite mineral. El test de oxidación no se requiere para las siliconas debido a que este material no se oxida (no forma lodos).

Grado de implantación de los distintos tipos de aislantes líquidos.

ACEITE	POTENCIA	DISTRIBUCIÓN	INSTRUMENTACIÓN
MINERAL	USADO	USADO	USADO
BASE SILICONA	NO USADO	USADO	NO USADO
ACEITE SINTÉTICO	EVENTUAL	USADO	NO USADO
ACEITE VEGETAL	EVENTUAL	USADO	NO USADO

Tabla I-2 Grado de implantación de los líquidos aislantes [C-1.2].

Como se observa en la Tabla I-2, en la actualidad, el aceite mineral es el líquido aislante más usado para su aplicación en transformadores. Sus características físicas y químicas, su buen desempeño en asociación con los aislantes de papel, sus años de experiencia (se cuenta con una gran cantidad de información) y su buena relación costo-beneficio lo hacen ser el preferido del momento. Sin embargo, su bajo punto de inflamación condiciona su uso en ciertas locaciones y, en muchos casos, obliga a migrar hacia otras alternativas. Ante la eventualidad de un derrame, el aceite mineral, además de representar un riesgo potencial de incendio, constituye una amenaza

ambiental. Hoy en día, debido a la conciencia ambiental, el uso de aceites minerales está sujeto a requerimientos adicionales.

Los transformadores inmersos en silicona surgen como una alternativa a los ya censurados policlorobifenilos (PCB). Estos fluidos, al igual que los ésteres sintéticos, son empleados en transformadores para aplicaciones especiales, por ejemplo, en industrias papeleras o en general donde se exige una elevada seguridad al fuego. Son reconocidos por tener una excelente resistencia a la oxidación; sin embargo, son poco amigables con el medio ambiente, lo cual puede restringir su uso en áreas ambientalmente sensibles. De igual forma, su disposición final puede ser problemática. Aunque suelen ser empleados en transformadores de distribución, su alta viscosidad condición que hace que su uso sea en mayor parte en aplicaciones donde puedan emplearse refrigeradores o bombas, debido a una reducción en la capacidad de transferencia de calor.

Nombre	Aceite Mineral	Aceite silicona	Éster sintético	Éster natural
Tipo	Destilado de petróleo	Sintético	Sintético	Aceite vegetal refinado
Fuente	Petróleo	Producto químico	Producto químico	Extraído de cultivos
Biodegradabilidad	Muy baja	Muy baja	Muy alta	Muy alta
Estabilidad frente a la oxidación	Aceite de silicona(Exc) > éster sintético (Exc) > aceite mineral(Buena) > éster natural(susceptible)			
Viscosidad	Aceite mineral < Aceite silicona < éster sintético < éster natural			

Tabla I.3 Tabla comparativa de cualidades y propiedades de cada uno de los tipos de aceite dieléctrico.

En la siguiente figura se puede observar cómo afecta la temperatura en el aceite y este a su vez en la vida útil del transformador

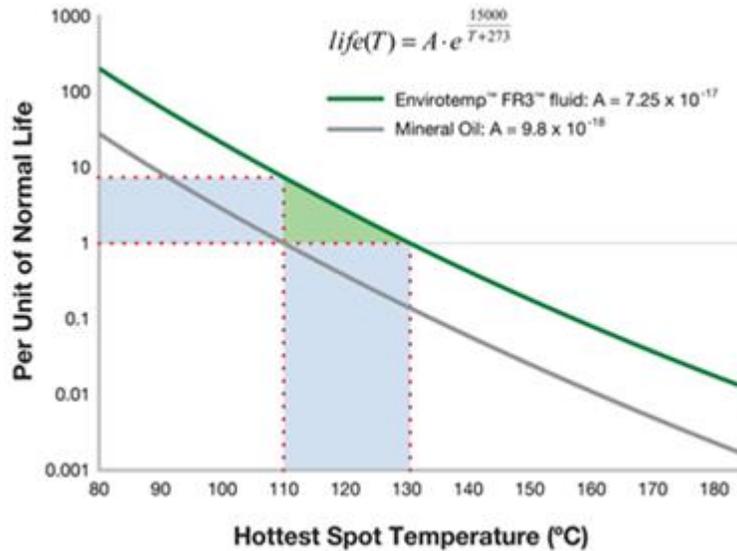


Figura I.10. Aceite mineral vs aceite vegetal, en relación a la vida relativa de un transformador [C-1.3].

1.6 Composición de un aceite dieléctrico mineral

1.6.1 Aceites bases

Es conveniente mencionar que no todos los hidrocarburos que normalmente se encuentran en los productos o fracciones del petróleo pueden realizar eficazmente las funciones que los aceites dieléctricos deben cumplir en los transformadores e interruptores de potencia. Los aceites dieléctricos son una mezcla de hidrocarburos nafténicos, isoparafínicos (isómeros de hidrocarburos parafínicos) y aromáticos, cuya composición varía de acuerdo con el crudo del que se destilan y del método de refinación empleado. Cada uno de estos tipos de hidrocarburos tiene diferentes características que le aportan al producto final, estas son:

1.6.2 Aromáticos

- Bajo coeficiente de expansión, que dificulta la disipación de calor y con ello la función de refrigeración o enfriamiento que le corresponde al aceite dieléctrico, cuando están en exceso.

- Baja estabilidad a la oxidación, pero forman compuestos químicos estables que no presentan subsiguientes reacciones de oxidación, actuando como "capturadores" de oxígeno.
- Alto poder de solvencia frente a las lacas y resinas (bajo punto de anilina), que puede fácilmente arruinar el aislamiento de los devanados, dependiendo de las especificaciones de las lacas y resinas del recubrimiento.

Conviene recordar que el lodo, originado en la oxidación prematura de los aromáticos, se acumula en los conductos por donde debe circular el aceite y dificulta su función refrigerante. Sin embargo, algunos compuestos aromáticos actúan como INHIBIDORES NATURALES de oxidación, y por lo tanto, su presencia en pequeña proporción es siempre deseable y necesaria.

1.6.3 Isoparafínicos

- Punto de fluidez es menor en los parafínicos, permitiendo que el aceite fluya fácilmente a bajas temperaturas y ejerza su función refrigerante.
- Tienen menor tendencia a la formación de gases lo cual es muy conveniente para la operación de los transformadores.
- Buena estabilidad a la oxidación.

1.6.4 Nafténicos

- Buena estabilidad a la oxidación.
- Excelente fluidez a baja temperatura.
- Baja tendencia a la formación de gases y carbones ante descargas eléctricas.
- Aceptable coeficiente de expansión.
- Alta tensión interfacial.

Lo aceites minerales con un balance de hidrocarburos adecuado tienen un buen comportamiento por muchos años y a menudo por toda la vida del transformador. Sin embargo, en transformadores que operan bajo condiciones adversas, el problema de la oxidación del aceite puede ocurrir en un tiempo más corto. Para los transformadores que operan bajo esas condiciones es preferible usar un aceite que contenga aditivo antioxidante o inhibidor de

oxidación. Estos aditivos son sustancias que alargan considerablemente el tiempo de inducción de oxidación. El inhibidor de oxidación más comúnmente utilizado en los aceites dieléctricos es un compuesto conocido con el nombre genérico de Di-Butil Paracresol, del cual existen pequeñas variaciones en composición, de acuerdo con su procedencia o método empleado en su producción. Al igual que los aceites no inhibidos, éstos deben estar libres de cualquier otra clase de aditivos. No todos los aceites dieléctricos se comportan de la misma manera frente a los inhibidores de oxidación y por tanto, siempre resulta conveniente conocer la “susceptibilidad del aceite frente al inhibidor de oxidación”, puesto que algunas veces, cuando se agregan cantidades adicionales de inhibidor se pueden obtener resultados contrarios a los esperados. Otro aspecto a tener en cuenta es la toxicidad de los inhibidores.

La mayoría de los lubricantes dieléctricos están basados en aceites minerales sin aditivos y sólo en caso de aplicaciones severas se emplean aceite con inhibidor de oxidación. El proceso de fabricación involucra la destilación del crudo y su posterior refinación mediante algunos de los siguientes tratamientos: Por ácidos, extracción por solventes o hidrogenación.

Las especificaciones internacionales más conocidas y adoptadas son las de la Sociedad Americana de Ensayos y Materiales (American Society of Testing and Materials, ASTM), que clasifica los aceites dieléctricos, mediante la norma ASTM D3487, como aceites tipo 1 y tipo 2. Los aceites dieléctricos tipo 1 se definen como aceites para equipos eléctricos donde se requiere una resistencia normal a la oxidación, y los de tipo 2 para aquellas aplicaciones donde la resistencia a la oxidación debe ser mayor. Los aceites tipo 1 se conocen como aceites no inhibidos, porque solamente contienen hasta 0,08% en peso de aditivo antioxidante, y el tipo 2 son aceites inhibidos, en los que el inhibidor de oxidación llega hasta 0,3% en peso.

Tipo	% peso de aditivo antioxidante
1	0.08% (no inhibidos)
2	0.3% (inhibidos)

Tabla I.4-Clasificación de los aceites según la norma ASTM D-3487.

1.7 Características técnicas

1.7.1 Viscosidad

Los aceites dieléctricos deben tener una baja viscosidad para facilitar la disipación del calor generado en la operación del transformador. Las viscosidades máximas establecidas para aceites dieléctricos, a las diferentes temperaturas de evaluación, especificadas en el método ASTM D-445.

1.7.2 Punto de Fluidéz

Se define como la temperatura a la cual el aceite deja de fluir, mientras se somete a un proceso de enfriamiento progresivo. Este dato sirve para identificar diferentes tipos de aceites aislantes. Un punto de fluidez igual o mayor que 0 °C indica la presencia dominante de hidrocarburos parafínicos, en tanto que puntos de fluidez del orden de -10°C son propios de las fracciones de petróleo en las cuales predominan los hidrocarburos isoparafínicos. Las fracciones de hidrocarburos nafténicos tienen puntos de fluidez entre -20°C a -35°C y las fracciones de hidrocarburos aromáticos llegan a tener puntos de fluidez del orden de los -40°C a -60°C.

1.7.3 Punto de inflamación

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

1.7.4 Tensión Interfacial

Indicador de que tan soluble es el agua en el aceite, una alta tensión interfacial representa un aceite poco miscible con el agua.

1.7.5 Color

La intensidad de color del aceite dieléctrico depende de los tipos de hidrocarburos que predominen en dicho aceite. Así por ejemplo, las fracciones parafínicas e isoparafínicas son blancas y transparentes, color agua. Las nafténicas varían de amarillo claro a amarillo verdoso. Las aromáticas poseen coloraciones que van desde el amarillo rojizo (naranja) al marrón oscuro.

1.7.6 Rigidez Dieléctrica

La rigidez dieléctrica de un aceite aislante es el mínimo voltaje en el que un arco eléctrico ocurre entre dos electrodos metálicos. Indica la habilidad del aceite para soportar tensiones eléctricas sin falla. Una baja resistencia dieléctrica indica contaminación con agua, carbón u otra materia extraña.

1.7.7 Baja tendencia a gasificarse

Es la resistencia que deben tener los hidrocarburos a emitir gases ante la presencia de descargas eléctricas u otras condiciones de falla.

Cabe decir que los hidrocarburos aromáticos son más estables desde el punto de vista eléctrico y tienen una menor tendencia a gasificarse que los tipos parafínicos, en cambio los nafténicos tienen mayor estabilidad con el aumento de la temperatura y bajo punto de congelación.

Algunas composiciones típicas en porcentaje de cada uno para formar las mejores propiedades del aceite dieléctrico, son las siguientes:

1. Hidrocarburos aromáticos: (4-7) %
2. Hidrocarburos isoparafínicos:(45-55) %
3. Hidrocarburos nafténicos: (50-60) %

Capítulo II: Ensayos de laboratorio y evaluación térmica

2.1 Ensayos de laboratorio

En lo que cabe dentro del estudio específico del aislante líquido existen una serie de ensayos al aceite dieléctrico y que estos se separa en los siguientes bloques:

- Prueba dieléctricas
- Pruebas fisico-químicas
- Análisis cromatográfico en el aceite.

2.1.1 Rigidez dieléctrica

Existen dos métodos para realizar la medición de rigidez dieléctrica bajo la norma ASTM D-877 y ASTM D-1816, ambos métodos utilizan una celda de prueba donde se deposita el aceite, y esta contiene dos electrodos separados a una distancia según cada norma especifique. Dichos electrodos son expuestos a voltajes variables que se incrementa hasta que produzca una descarga a través del aceite de un electrón a otro.

En la norma ASTM D-877 se utiliza una cuba de electrodos con caras planas en forma de discos con un diámetro de 1 pulgada (25 mm) y con un espesor de al menos 0.125 pulgadas (3.18 mm) cada disco. Los electrodos son hechos de latón pulido, bronce y acero inoxidable, y están montados para tener sus caras paralelas y horizontalmente alineadas en el recipiente de ensayo. Las caras de los electrodos deben estar separados a una distancia de 0.1 pulgadas (2.5mm) entre sí y los postes externos deben ser fuertes y tienen que ser de un radio no más de 0.010 pulgadas (0.254mm).

2.1.2 Contenido de humedad (ASTM-1533)

La presencia de agua en forma libre o en suspensión puede ser determinada por una inspección visual de la muestra de aceite, pero la presencia de agua en forma disuelta es normalmente determinada por métodos físicos o químicos. Este método sirve para determinar la cantidad de agua total, como también la cantidad de agua disuelta en el aceite.

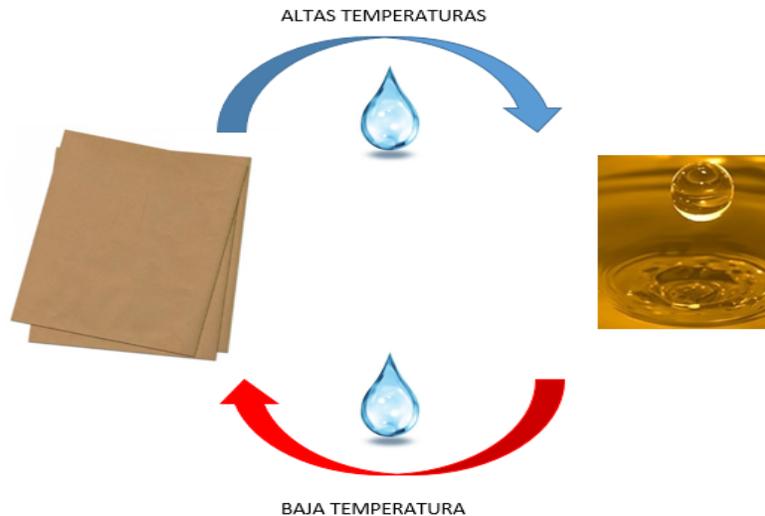


Figura II.1. Para la condición de altas temperaturas las moléculas de agua migran al aceite, en la peor condición y altos niveles de humedad ocurre cuando a baja temperatura el agua viaja al aislante sólido, condición muy peligrosa que acelera la degradación de este

En la siguiente tabla se presentan los valores recomendados para el porcentaje de saturación según la tensión de operación del equipo:

Nivel de tensión	Valor max. de %Saturación de agua en el aceite
≤ 69 kV	15
> 69 a 230 kV	8
≥ 230 kV	5

Tabla II.1 Valores máximos de porcentaje de saturación, según la IEEE Std. C57.106-2002.

2.1.3 Acidez, número de neutralización (ASTM D-974, D-664)

El proceso de degradación química que se va desarrollando en el aceite por efecto del trabajo, la temperatura y las tensiones eléctricas al que este está sometido, proceso que es acelerado si hay presencia especialmente de agua y oxígeno, y otros catalizadores como el cobre, el hierro y la celulosa.

El ensayo de número de neutralización, es un análisis químico importante; mide el contenido de ácidos que se forman por la oxidación que se encuentran presente en el aceite.

Los ácidos tienen impacto en la degradación de los materiales celulósicos y también pueden ser responsables de la corrosión en partes metálicas del transformador. La velocidad del incremento de la acidez de un aceite en servicio, también es un buen indicador de la velocidad de su envejecimiento.

La acidez en un aceite dieléctrico es medida por un número de neutralización (NN), donde según la Norma ASTM D-3487 se define como el peso en miligramos de hidróxido de potasio (KOH) que se requieren para neutralizar el ácido de un gramo de aceite.

El interés para desarrollar esta prueba es porque su valor es un preámbulo que permite determinar el momento preciso para reemplazar o regenerar el aceite, siempre que se hayan establecido los límites de rechazos y que con otros ensayos se refuerce la información para qué medidas se tomaran con el aceite.

2.1.4 Análisis de gases disueltos (ASTM D-3612)

En la operación normal del equipo, los materiales aislantes que se encuentran dentro del transformador (líquido y sólido), se empieza a descomponer con el tiempo por la naturaleza que los constituyen y todo esto hace que se vayan debilitando o perdiendo sus propiedades dieléctricas (efecto de la degradación).

El aceite dieléctrico se empieza a descomponer y debido a su constitución de moléculas de hidrocarburos, a su vez unidos por enlaces carbono-carbono y carbono-hidrógeno.

El aislamiento sólido, mejor conocido como celulosa, también está constituido de moléculas de hidrocarburos, que con el pasar de los años también se va degradando o descomponiendo como lo hace el aceite y a medida que sucede este proceso estos elementos aislantes se empiezan a mezclar entre ellos en el interior del transformador (mezcla aceite-papel), dicha mezcla hace que se genere ciertos gases y que se muevan libremente dentro del aceite, el problema se hace mayor cuando el transformador se somete a esfuerzos térmicos y eléctricos anormales, terminando incluso con la con la paralización total del servicio.

La distribución de los gases que se generan dentro del transformador, puede estar relacionado con el tipo de falla de suministro eléctrico y la tasa de generación que está estrechamente relacionado con la duración de falla. Cuando los rompimientos de los enlaces C-C y C-H de los aislamientos, el aceite libera pequeñas cantidades de gases según Tabla II.8 El papel (celulosa) también libera ciertos gases, como los que muestra en la Tabla II-8.

GAS	COMPOSICIÓN QUÍMICA
Hidrógeno	H ₂
Metano	CH ₄
Acetileno	C ₂ H ₂
Etano	C ₂ H ₆
Etileno	C ₂ H ₄

Tabla II.2 Gases producidos por descomposición del aceite.

GAS	COMPOSICIÓN QUÍMICA
Monóxido de carbono	CO
Dióxido de carbono	CO ₂

Tabla II.3 Gases producidos por descomposición del papel.

GAS	COMPOSICIÓN QUÍMICA
Propano	C ₃ H ₈
Propileno	C ₃ H ₆
Oxígeno	O ₂
Nitrógeno	N ₂

Tabla II.4 Otros gases que también se generan.

La formación de estos gases depende de la presencia de cada hidrocarburo, de la distribución de energía, la temperatura y el tiempo durante el cual el aceite es utilizado térmicamente o eléctricamente.

Todos los transformadores generan gases en alguna concentración durante su operación normal. Pero ocasionalmente una anomalía (relacionada a la generación de gases) ocurre en los transformadores en operación por ejemplo, el sobre calentamiento del equipo total o parcial, fallas dieléctricas o la combinación de estas. Las fallas internas en aceite produce gases como: Hidrógeno (H₂), metano (CH₄), acetileno (C₂H₂), etileno (C₂H₄) y etano (C₂H₆).

Cuando la celulosa forma parte de la falla, se producen además gases como: metano (CH₄), hidrógeno (H₂), monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO₂). Cada uno de estos tipos de falla puede producir la generación de ciertos gases que son generalmente combustibles. El total de gases combustibles puede indicar la existencia una falla o la combinación de fallas ya sean térmicas, eléctricas o descargas parciales. Cada tipo de falla puede producir un tipo de gas.

2.1.4.1 Interpretación de análisis de gases combustibles

La descomposición del aceite mineral en los rangos de temperatura que van desde los 150 °C a los 500 °C producen relativamente grandes cantidades de gases de bajo peso molecular, tales como hidrógeno (H₂), metano (CH₄) y algunas cantidades de gases de alto peso molecular, etileno (C₂H₄) y etano (C₂H₆). Si la temperatura de la falla se incrementa por encima de los 500 °C, la concentración de hidrógeno excede la concentración de metano, pero en este caso las altas temperaturas son acompañadas por concentraciones significativas de gases con alto peso molecular, etano y etileno. En el rango superior entre 725 y 1,725 °C, se detectan grandes concentraciones de hidrógeno, etileno y algunas moléculas de acetileno. En contraste la descomposición térmica del aceite, la descomposición térmica de la celulosa y el aislamiento sólido produce monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO₂), y vapor de agua a temperaturas mucho menores que esas. Como el papel se deteriora a menores temperaturas que el aceite, los gases que genera son encontrados a temperaturas de operación nominales.

La relación de CO₂/CO se utiliza como indicador de la descomposición de la celulosa, esta relación normalmente mayor que siete, los valores respectivos de CO₂ y CO deben exceder los

5,000 ppm y 500 ppm, para incrementar el factor de certeza (las relaciones son sensibles a valores mínimos). Si la concentración de CO aumenta, la relación de CO₂/CO disminuye, esto puede indicar una anomalía que está deteriorando el aislamiento sólido y la celulosa.

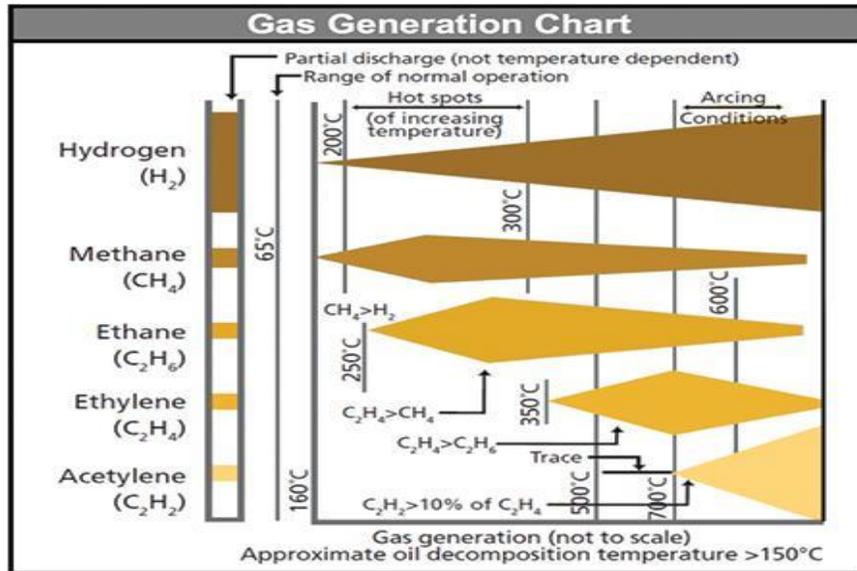


Figura II.2. Gases generados durante la descomposición del aceite dieléctrico.

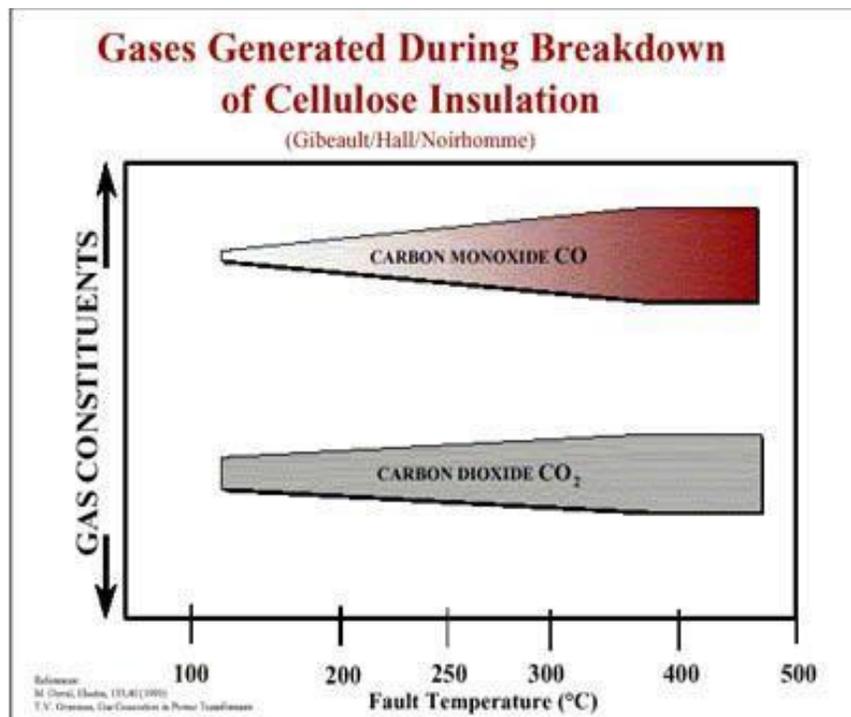


Figura II.3. Gases generados durante la descomposición de la celulosa.

Se debe realizar el proceso de la normativa ASTM D-3612, donde se presentan tres métodos diferentes para poder hacer la separación de los gases.

Según la normativa el rango de medición se debe realizar en partes por millón (ppm), la cual esta es una unidad de medida, con la que se evalúa la concentración, y como su nombre lo indica, una ppm hace referencia a una concentración de 1 parte de una sustancia en 1 millón de partes de otra sustancia. Por ejemplo, imaginemos que contamos de 1 millón de gotas de aceite y las juntamos en un recipiente, y después agregas 1 sola gota de agua; esta gota de agua está entonces en una concentración de 1 ppm.

En un concepto análogo al de porcentaje, se puede expresar este valor, sólo que en este caso no es partes por ciento sino por millón. De hecho, se podría tomar las siguientes equivalencias:

10,000 ppm=1%

1,000 ppm=0.1%

100 ppm=0.01%

La idea principal del análisis de gases disueltos es detectar con anticipación las fallas de sobre calentamiento, arco eléctrico, descargas parciales y degradación de la celulosa.

Algunos beneficios que puede ofrecer un análisis de gases, son los siguientes:

- Advertencia temprana de fallas en desarrollo.
- Identifica el uso inadecuado de los transformadores.
- Programar mantenimiento preventivo adecuado.
- Monitoreo de unidades sometidas a sobrecarga.

El muestreo o extracción de la muestra es el primer paso que se debe tomar en cuenta para este análisis, ya que una muestra bien extraída puede presentar datos más exactos, por ello es importante preparar el área de donde se va a tomar la muestra antes de iniciar la extracción. Esto se hace primero asegurando que no haya presencia de agentes contaminantes o humedad en la zona.

Se debe procurar tomar una muestra representativa sin pérdidas de gases disueltos y evitar la exposición al aire (es sumamente importante evitarlo), como también tener cuidado que la cantidad y composición de los gases disueltos permanezcan invariables durante el transporte al laboratorio. Se debe evitar una prolongada exposición de la muestra a la luz, esto se puede evitar colocando las muestras inmediatamente en unos contenedores a prueba de luz y se deben mantener ahí hasta que se dé inicio el análisis del ensayo.

Para mantener la integridad de la muestra, se debe tratar que el tiempo entre el muestreo y la prueba de cromatografía, sea el más corto posible, así como también evaluar el tiempo máximo de almacenamiento de los contenedores. Las muestras que han sido almacenadas en jeringas y cilindros metálicos pueden permanecer sin cambios aceptables hasta por cuatro semanas según la ASTM D-3613.

2.1.4.2 Análisis

Para garantizar la coherencia de los resultados, deben seguirse varios métodos y procedimientos de análisis para evaluar y diagnosticar correctamente la falla que se encuentra activa o puede generarse a futuro. Para lograr esto existen diferentes técnicas que se pueden utilizar, las cuales se describen en la norma IEEE C57.104-91 y la IEC 60599-03.

En estas normas se detallan procedimientos para análisis de gases disueltos en aceites dieléctricos, interpretando los resultados con la finalidad de proveer información positiva e importante en términos del servicio óptimo del transformador.

2.1.5 Análisis de furanos (ASTM -5837)

Los compuestos furánicos son los principales productos de la degradación del 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, CO₂), 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 del aislante sólido en un transformador de potencia

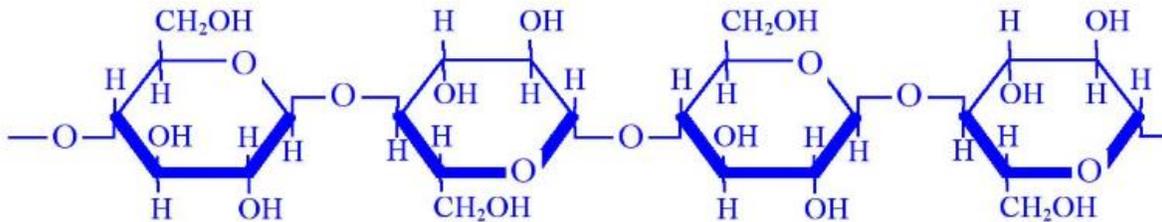


Figura II.4. Molécula de la celulosa.

Cuando el papel está nuevo, antes de su instalación en el transformador, este contiene una cadena promedio de 1000 a 1200 moléculas de glucosa. Sin embargo en el momento de secado e instalación el transformador esta llega a reducirse a llegar a tener 800 a 1000 moléculas.

La longitud de la cadena de celulosa es conocida como grado de polimerización, y a medida que la acidez aumenta en el aceite, esto debido al envejecimiento, hace que disminuya el grado de polimerización, es decir que reduce la resistencia mecánica del papel, haciendo que el papel se degrade, y cuando la celulosa comienza a degradarse, esta libera unos componentes aromáticos llamados furanos en el aceite aislante en el que está sumergido dicho papel. Este proceso se genera cuando la cadena de la celulosa se rompe y forma dos cadenas más cortas, se separan una o más moléculas de glucosa y también forma cierta cantidad de agua, de monóxido y de dióxido de carbono.

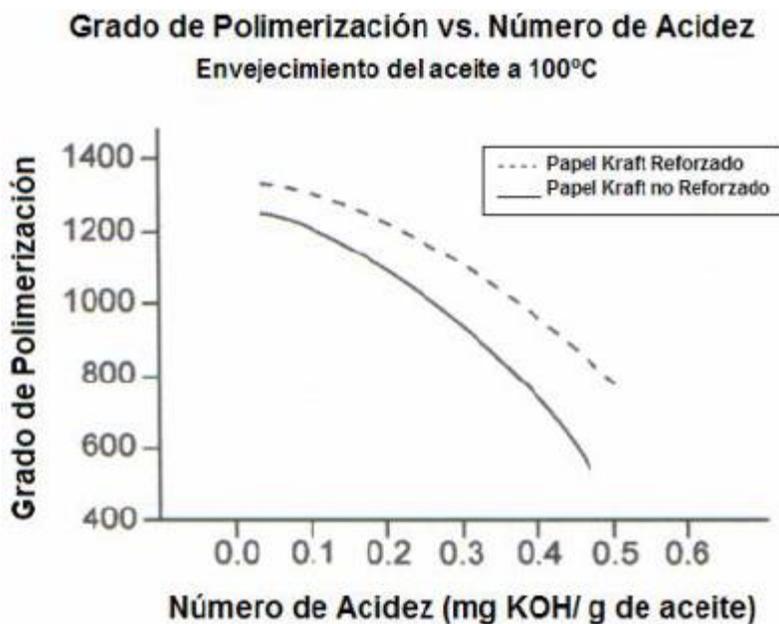


Figura II.5 Grado de polimerización contra número de acidez.

Un método, que se ha utilizado para supervisar la degradación de la celulosa, es el de la técnica de la polimerización (DP). Ésta es una técnica que mide la longitud de la cadena de la celulosa, pero requiere una muestra del papel extraída del transformador, Y el otro método es el análisis de furanos en el aceite, este es el más práctico ya que no se necesita abrir el transformador para tomar una muestra.

De la degradación de la celulosa se generan cinco compuestos de furánicos que son compuestos aromáticos y dependiendo de la cantidad de estos compuestos en el aceite podría ser una buena indicación de la condición del aislamiento celulósico. Los cinco compuestos son:

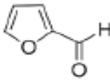
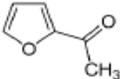
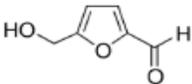
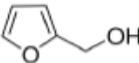
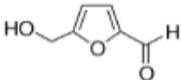
ABREVIATURA	SIMBOLO	SINONIMOS
2-FURALDEHYD 2-FAL		FURFURAL NATURAL 2-FURALDEHIDO FURFURAL
2-ACETILFURANO 2-ACF		2-FURIL METIL CETONA 2-FURIL ETANONA
5-METIL-2FURALDEHIDO 5M2F		5-METILFURFURAL NATURAL 5-METIL-2-FURALDEHIDO
2 FURFUOL 2FOL		ALCOHOL FURFURÍLICO
5-HYDROXYMETHYL FURALDEHYDE 5H2F	2- 	5- HIDROXIMETILFURFURAL 5HMF

Tabla II.5 Abreviaturas y sinónimos.

- 2-Furaldehyde: también denominado furfural o furfuraldehido. Este es el compuesto de furano que se encuentra con mayor frecuencia. Se forma por sobrecalentamiento generalmente de la celulosa o puede presentarse como resultado de una condición de falla en el pasado.
- 2- Acetylfuran: es el menos común de los compuestos de furánicos que se pueden encontrar en un transformador operando. Se encuentra con mayor frecuencia en transformadores averiados que han sufrido descargas eléctricas por rayos, lo cual lleva a la conclusión preliminar que la formación de este compuesto puede ser el resultado de elevados niveles de esfuerzo eléctrico.
- 5-Methyl-2-furaldehyde: se forma como resultado de sobrecalentamiento intenso y localizado de la celulosa y es la prueba de una condición que supone falla por punto caliente a alta temperatura.
- Furfuryl alcohol: también se denomina furfural alcohol o furfurol. Este compuesto furanico se forma en presencia de gran contenido de humedad y es la prueba de una condición de descomposición activa del papel debido a elevados niveles de humedad en el aislamiento sólido.

- 5-Hydroxymethyl-2-furaldehyde: se forma como resultado de la descomposición del papel en presencia de grandes cantidades de oxígeno y es la prueba de la oxidación del aislamiento sólido.

La degradación térmica de los materiales celulósicos presentes en los transformadores con aislamiento en aceite produce diferentes tipos de derivados furánicos, siendo el más común el 2-furfural (en ocasiones denotado como 2FAL) con un porcentaje del 98,2%. Los demás derivados furánicos que se han identificado son 5-hidroxi-metil-2-furfural (5H2F) en un 2,8%, 2-acetylfurano (2-ACF) en un 1,2%, 5-metil-

Los niveles de contenido de furanos se establecen en la siguiente tabla:

Cantidad	Descripción
< 100 ppb	Transformador saludable
> 100 ppb	Pérdida del 10% de vida útil del transformador.
> 250 ppb	Pérdida del 25% de vida útil del transformador.

Tabla II.6 Niveles de análisis de compuestos furánicos.

Se considera que los niveles superiores a 100 ppb indica un daño severo e irreversible en el aislamiento sólido. El rango de 100 a 250 ppb es considerado como la zona de peligro ya que en el comienza a producirse fallas por lo que se recomienda una recuperación al aceite.

Cuando el contenido de furano es mayor a 250 partes por billón se podría recuperar el aceite, pero el papel estaría deteriorado y la vida útil del transformador decaería enormemente. Así que para este caso se debe tomar en cuenta que el transformador está en niveles críticos.

2.1.6 Misceláneo de resumen de pruebas

2.1.6.1 Pruebas dieléctricas

Primera condición que tienen que pasar el estado del aceite, es el primer análisis que se efectúan ya que la aprobación de estas pruebas, me asegura que el aceite está en condiciones óptimas, de no ser así se pasa a la siguiente etapa de análisis físico-químico.

PRUEBA	OBJETIVO	CAUSAS
Rigidez dieléctrica (ASTM D-1816 y D-877)	Determinar la aptitud de un aceite aislante a resistir los esfuerzos eléctricos, antes de que se genere una corriente destructiva alterando las propiedades físicas que posee el aceite.	Impurezas electrolíticas, contenido de agua y oxígeno, incremento de la viscosidad.
Factor de potencia (ASTM D-924)	Mide las pérdidas dieléctricas que ocurren en el aceite aislante, cuando este es sometido a campos eléctricos alternos, indicando la energía perdida en forma de calor, al mismo tiempo mide la corriente de fuga existente en el aceite.	No existe un aislamiento ideal, generando siempre una corriente de fuga debido a la existencia de compuestos polares, mostrándose con aumentos anormales de temperatura debido a la operación normal del transformador.
Resistividad Volumétrica (ASTM-257, D-1169)	Sirve para determinar la capacidad que tiene el aceite para seguir resistiéndose a la oxidación.	La magnitud del voltaje aplicado, tiempo de aplicación del voltaje y la temperatura del aceite, alta resistividad implica bajo contenido de iones libres, mostrando baja concentración de contaminantes conductores.

Tabla II.7 Resumen de pruebas dieléctricas.

2.1.6.2 Pruebas físico-químicas

El calor combinado con el oxígeno producen cambios físicos y químicos en el aceite, la gravedad del problema dependen de los niveles de temperatura y tiempos de esta; es decir un alta temperatura en tiempo corto o temperatura baja el lapsos largos de tiempo, procesos que afectan el aceite formando acidez y lodo. A continuación se detallan cada una de estas pruebas:

PRUEBA	OBJETIVO	CAUSAS
Inspección Visual (ASTM D-1524)	Verificar aspectos físicos del aceite	Partículas metálicas y no metálicas, sedimentos o lodos, carbón, agua libremente en aceite y opacidad por exceso de humedad.
Determinación del color (ASTM D-1500)	Clasificar el aceite de acuerdo a colores definidos en la norma, en forma numérica. (requiere de número de neutralización y tensión interfacial)	Partículas metálicas y no metálicas, sedimentos o lodos, carbón, agua libremente en aceite y opacidad por exceso de humedad.
Acidez, Número de neutralización (ASTM D-974, D-664)	Uno de los análisis químicos más importantes, ya que mide el contenido de acidez en el aceite.	Degradación química que se desarrolla debido a la temperatura, tensiones eléctricas, acelerada principalmente si hay contenido de agua y oxígeno, como también catalizadores como cobre, hierro y celulosa.

Tensión interfacial (ASTM D-971, D-2285)	Consiste en medir el rompimiento de la superficie de contacto entre dos sustancias aceite-agua.	Debido al envejecimiento del aceite y oxidación.
Contenido de humedad (ASTM D-1533)	Sirve para determinar la cantidad de agua total, como también la cantidad de agua disuelta en el aceite.	Se forma debido a los ácidos formados por la oxidación, a altas temperaturas el papel entrega agua al aceite, si la temperatura es baja el aceite entrega agua al papel (condición más peligrosa).
Azufre corrosivo(ASTM D-1275)	Detectar este tipo de impurezas que surgen debido al contacto continuo del aceite con metales.	Depende de la cantidad y tipo de agentes corrosivos y factores como tiempo y temperatura.

PRUEBA	OBJETIVO	CAUSAS
Punto de inflamación e ignición (ASTM D-92, D-93)	Determinar la temperatura mínima a la que una sustancia (en este caso aceite) entre en combustión.	Aceite a altas temperaturas genera gases (vapor-aire) que a ciertas temperaturas produce explosiones dentro del transformador.
Temperatura de anilina (ASTM D-611)	Determinar el tipo de base mineral utilizada en aceites, fundamentalmente para determinar la compatibilidad del aceite con sellos y puntas de gomas.	

Viscosidad Cinemática (ASTM D-445)	Determinar qué tanta resistencia ofrece el aceite a deslizarse sobre superficie sólida, con el fin de saber su capacidad de enfriamiento.	Principales son el tiempo de servicio y la oxidación que se genera en el aceite.
Inhibidor de oxidación (ASTM D-2668,ASTM D-4768)	Uno de los más importantes, con este se conoce la cantidad de inhibidor de oxidación que se encuentra en el aceite, un nivel bajo de este necesita un pronto chequeo.	Oxidación y el tiempo.
Estabilidad a la oxidación (ASTM D-2440)	Determinar el tipo de aceite dieléctrico si es inhibido solo realizarse en aceites minerales o no inhibido se mide de acuerdo a tendencias de formación de ácidos y lodos.	Oxidación.

Tabla II.8 Resumen de pruebas físico-químicas.

2.1.6.3 Análisis cromatográfico

Los métodos que existen para separación de mezclas se conocen como cromatografía, método que consiste en la separación de componentes que se encuentran entre dos fases inmiscibles una fija y otra estacionaria.

La fase móvil puede ser un gas o un líquido que es usado como portador de la muestra a analizar, esta se hace pasar a través de la fase estacionaria que puede ser un sólido o un líquido.

PRUEBA	OBJETIVO	CAUSAS
Análisis de gases disueltos (ASTM D-3612)	Determinar los gases formados como resultado de la descomposición del aceite y del papel (celulosa), que tienden a disolverse en el mismo aceite.	Descomposición del aceite y papel, generando gases dentro del transformador, debido en gran parte a la oxidación y la vaporización.
Contenido de PCB (ASTM D-4059)	Analizar contenido y tomar las medidas pertinentes de análisis debido a que es uno de los principales elementos químicos más peligroso del planeta.	Causas al humano ya que resulta ser cancerígeno y muy nocivo para el ser humano, al mismo tiempo muy perjudicial al medio ambiente.
Análisis de Furano (ASTM D-5837)	Cuantificar la cantidad de compuestos furánicos debido a la degradación del papel y dependiendo de esta predecir las condiciones del aislamiento sólido.	Nivel de acidez acelera el proceso de degradación del papel.

Tabla II.9 Resumen de pruebas Análisis de cromatografía.

Capítulo III: Tendencias de fallas y estadística

3.1 Identificando fallas

Las fallas en el transformador de potencia ocurren debido a fallas en el aislamiento, envejecimiento de aislamiento, contaminación del aceite, fuga o reducción de enfriamiento. Acerca de ello se ha tratado un poco en las secciones anteriores, por lo que en esta sección se especifican las causas principales de daños a transformadores y adicional a ello una estadística de fallas.

3.2 Curva de la bañera

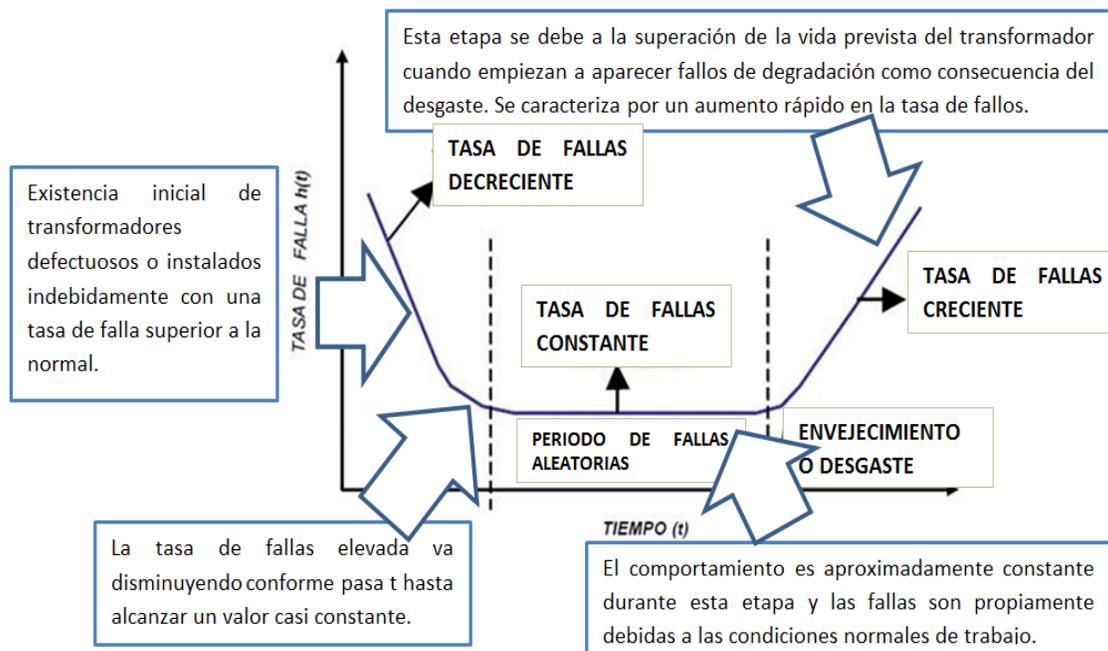


Figura III.1. Curva de la bañera.

Se le denomina curva de la bañera por la semejanza con la geometría interna de dicho accesorio sanitario, pues su principal aplicación es en el estudio de fallas de los transformadores. Con esta curva lo que se pretende es tener una visión directa hacia dónde dirigir los objetivos de un mantenimiento preventivo en el transformador.

La curva de la figura anterior consta prácticamente de tres regiones, la primera región se le denomina la tasa de fracaso que va en declive a partir de la puesta en marcha o inicio de operatividad del transformador, muchos actores también le denominan zona de fallos prematuros.

La segunda región se le denomina zona de fallos constantes o también zona de fallos aleatorios, por lo general la tasa de fracaso es baja y constante. La región tres que comprende la curva representa los años en el que el transformador excede su vida de diseño y se le conoce también como “wear out”. A finales de la vida del transformador, la tasa de fracaso aumenta, dado que la edad y el desgaste comienzan a incidir sobre la fiabilidad del producto.

Una curva típica de la bañera más aproximada de lo que se trata el presente trabajo es la que se muestra a continuación:



Figura III.2. Bath curve Típica

La zona 3 de la figura anterior indica que esta será la zona cronológica, en donde se deben intensificar las acciones preventivas como lo son mediciones, ensayos y diagnóstico en el transformador para lograr que su vida útil se prolongue por más tiempo.

Para realizar una correcta evaluación de fallas en el transformador se deberá tener presente la condición de evaluación unitaria de cada dispositivo. Basados en estadísticas de fallas en grandes transformadores el orden de los dispositivos que más fallas presentan se tiene a continuación:

COMPONENTE	PROBABILIDAD DE FALLA
Cambiador de TAPS LTC (Load Tap Changer)	40%
Bobinados + Núcleo	35%
Bushings	14%
Tanques	6%
Accesorios	5%

Tabla III.1 Tasa de fallas de los principales componentes.

Representando la tabla anterior mediante un gráfico estadístico que se muestra en la figura III.3.

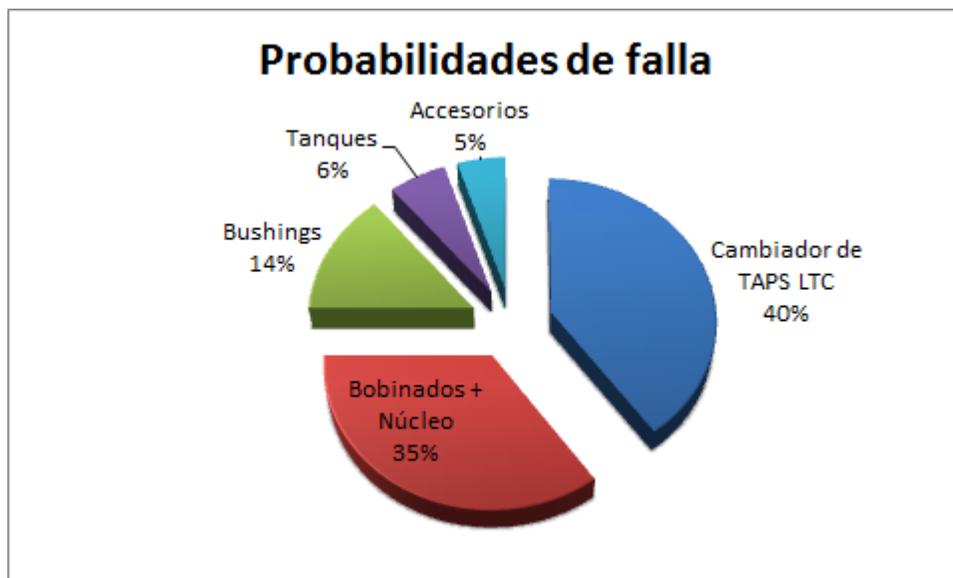


Figura III.3. Gráfico que muestra en porcentajes los elementos con probabilidades de fallas.

3.3 Identificando componentes de falla

3.3.1 Cambiador de Taps

Los cambiadores de tomas (OLTC) poseen la mayor probabilidad de falla y se utilizan para cambiar las distintas conexiones (taps) de los devanados del transformador, mientras que el transformador se mantiene bajo carga nominal, y pueden ser diseñados como una sola unidad para aplicaciones tanto monofásicas como trifásicas.

Estadísticamente las fallas en este tipo de dispositivos son muy frecuentes principalmente por la falta de mantenimiento.

3.3.2 Devanado más núcleo

Los devanados del transformador constituyen el circuito eléctrico de los mismos, la función de los devanados primarios es generar un flujo magnético para incitar en los devanados secundarios, una fuerza electromotriz y así transferir potencia eléctrica del primario al secundario por medio del principio de inducción electromagnética.

Con respecto al núcleo del transformador, este es creado con láminas de acero al silicio con grano orientado y laminado en frío, u otro material magnético permitiendo aprovechar al máximo la densidad de flujo magnético; manifestando así una alta eficacia en la corriente de excitación baja.

Estas láminas cargan películas aislantes en su área o exterior evitando de esta manera que no sean afectadas por el aceite caliente o las altas temperaturas del mismo núcleo del transformador.

Estadísticamente la probabilidad de falla en bobina con núcleo magnético es del 35%.



Figura III.4 Falla en bobina y núcleo de transformador.

3.3.3 Bushings de transformadores.

Básicamente el elemento aislante de flameo en un transformador se le conoce como bushing, el cual puede ser de alta y baja tensión; el bushing de alta tensión es un dispositivo que también se le conoce como “pasa tapas”. Los bushing deben ser instalados sobre la cubierta del tanque, provisto de resaltos y deben ser montados en posición contraria al soporte de sujeción al poste.

Los bushings establecen una conexión eléctrica de la red de media tensión del devanados de alta tensión, a través de las paredes del tanque sin hacer contacto con estas, protegiendo al transformador de arcos de corrientes que se puedan formar entre sí y entre el tanque del transformador.

Como se ha mencionado también están los bushings de baja tensión, que son muy similares a los de alta tensión, y difieren únicamente en su forma y tamaño.

La función de los bushings de baja tensión es evitar que los conductores internos roten en la pared del tanque, consiguiendo lograr que todos queden en posición fija, los mismos van conectados a terminales que serán de aleación de cobre-estañado para sujeción de conductores de cobre o aluminio con un rango de conductores apropiados a la capacidad del transformador. Estadísticamente en los bushings la presencia de falla es del 14% aproximadamente.



Figura III.5. Transformador con falla asociado a bushing.

3.3.4 Accesorios

Entre los accesorios de los transformadores, se distinguen básicamente dos componentes que son los causantes de fallas, que en un bajo porcentaje tienen probabilidades de falla:

- Válvula de sobrepresión.
- Luz indicadora de sobrecarga.

3.3.5 Válvula de sobrepresión.

La válvula de sobrepresión es una válvula de material anticorrosivo, ubicado en la pared frontal del tanque y por lo menos 10 mm por encima del nivel del aceite.

Esta válvula permite la evacuación de presión excesiva que hay en el interior del tanque, debido a las altas temperaturas del medio ambiente, sobrecargas, fallas secundarias externas o fallas internas en el devanado de baja tensión que se presentan en el transformador.

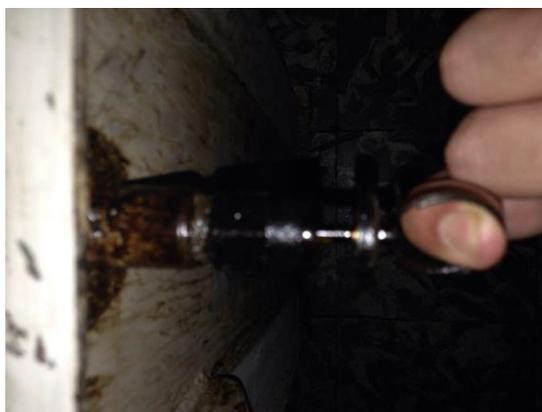


Figura III.6. Válvula de sobrepresión.

3.3.6 Luz indicadora de sobrecarga

La luz indicadora de sobrecarga es un elemento bimetálico que opera básicamente mediante el cierre de sus contactos, encendiendo una luz roja en señal de alarma, que indica que la temperatura interna del transformador es alta y supera los niveles preestablecidos de trabajo.

Esta señal de alarma le permite al operador de red, identificar que el transformador, se encuentra o ha sido sobrecargado, para luego tomar las decisiones pertinentes para su solución.



Figura III.7. Luz indicadora de sobrecarga.

Basados en los datos estadísticos, se muestra claramente los elementos con mayores probabilidades de falla a los cuales se debe prestar mayor atención si se requiere prolongar la vida útil del transformador mediante un mantenimiento preventivo.

La aplicación de la curva Bath, y las estadísticas de fallas, tienden a aumentar la eficiencia y el direccionamiento de un diagnóstico eficaz, en función a tres aspectos:

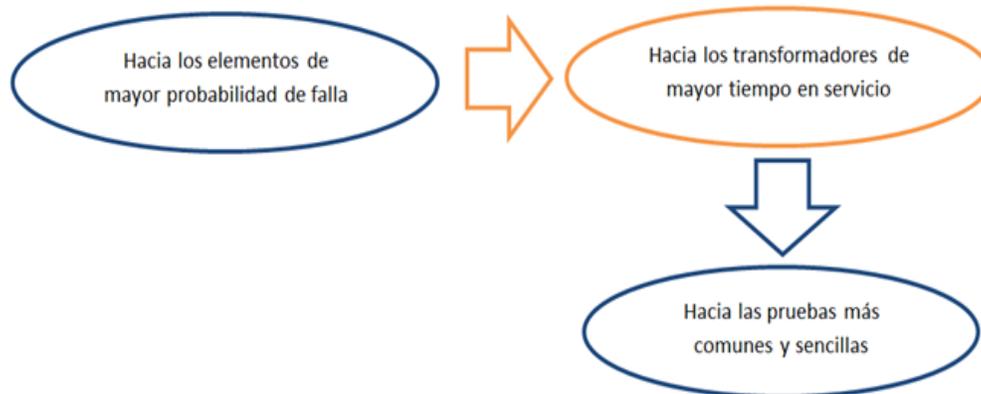


Figura III.8. Diagrama esquemático que indica los elementos prioritarios a atender en base a estadísticas de fallas y curva de la bañera.

3.4 Principales causas de daños de los transformadores

En esta sección se hace necesario las principales causas más comunes por ser factores externos que muchas veces no son tomados en cuenta y que afectan o deterioran al transformador resultando en una disminución de vida útil de transformadores.

Para la determinación de la causa de daños de los transformadores se tiene que tener presente varios aspectos del mismo y analizarlos por separado, pero entre las causas más principales de daños a transformadores se presentan a continuación:

- Pérdida de su aislamiento interno.
- Descargas parciales.
- Sobrecargas.
- Sobre calentamiento del aceite.
- Sobretensiones y descargas atmosféricas.
- Fallos de protecciones internas del transformador.
- Fallas en los cambiadores de taps.
- Daños en los conductores debido a la presencia de gases corrosivos.
- Armónicos y fuentes de onda no sinusoidal.

3.4.1 Descargas parciales

Las descargas parciales se definen como una rotura dieléctrica o aislante que se localiza en una pequeña región de un sistema de aislamiento sólido o líquido del aislamiento eléctrico sometido a condiciones de estrés de alta tensión [III.1].

Se debe prestar atención al análisis de descargas parciales en un transformador debido a que estas deterioran el aislamiento y pueden provocar una falla en el transformador, adicional pueden producirse daños adicionales por los gases corrosivos emitidos.

A continuación se presenta una clasificación de las descargas parciales en transformadores según la norma en estudio IEC 60270.

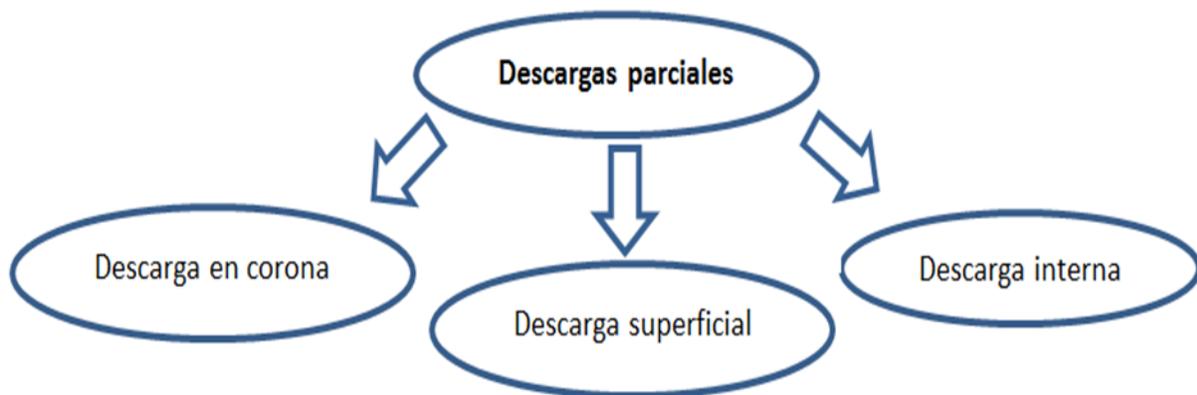


Figura III.9. Clasificación de las descargas parciales bajo la norma IEC 6027.

3.4.1.1 Descarga en corona

Este tipo de descarga se produce en el aire o gas que rodea un conductor, cuando el campo eléctrico localizado sobrepasa la tensión de rotura del aire o gas circundante; principalmente suele ocurrir en las puntas o en los bornes afilados de los conductores.

3.4.1.2 Descarga superficial

Se produce en la superficie de un aislador y su resultado más habitual es la generación de pistas de conducción en la superficie del aislante y la reducción de su eficacia.

3.4.1.3 Descarga interna

Se produce en el interior del material o líquido aislante y está asociada a pequeñas cavidades huecas a menudo microscópicas que existen en el interior del aislante sólido o líquido.

Este tipo de descarga interna es la más difícil de diagnosticar en campo, ya que el problema no presenta síntomas visibles o audibles.

3.4.2 Sobrecargas en transformadores

Los tipos de carga se definen por la norma IEEE C57.91 por lo que acá solo se menciona que se debe de entender por sobrecarga.

Un transformador está en sobrecarga cuando esté entrega a la carga una corriente superior a la nominal, de forma que durante un tiempo más o menos largo se sobrepasan las temperaturas indicadas en la norma IEC 60076-2.

Las sobrecargas acortan la vida normal del transformador e implica un grado de riesgo para la red a la que está conectado [III.4]. La norma IEC 60076-7 especifica las condiciones que no se deben sobrepasar durante las sobrecargas en los transformadores.



Figura III.10. Devanado de alta y baja tensión sobrecargados.

3.4.3 Sobre calentamiento del aceite

Se le denomina sobre calentamiento al exceso o aumento de temperatura límite de operación del transformador así como se indica en la norma IEC 60076-2, la cual se establece cuando por el transformador circula la corriente nominal y cuando la temperatura ambiente es la indicada por la norma.

Adicionalmente, cuando la temperatura ambiente es superior a la indicada en la norma, la temperatura final de los diferentes puntos del transformador también puede ser excesiva. Por eso, también se dice que un transformador está en sobrecarga cuando, a pesar de que la corriente es inferior a la nominal la temperatura ambiente es tal que la temperatura de funcionamiento son superiores a los valores especificados.

3.4.4 Sobretensiones y descargas atmosféricas

Las sobretensiones hacen referencia a cualquier aumento de la tensión sobre la máxima de servicio, se desarrolla específicamente la sobretensiones que inciden principalmente en la vida útil del transformador, de las sobretensiones son las que aparecen en forma de impulso cortos y aislados.

Causas de las sobretensiones en forma de impulsos cortos y aislados:

- Variaciones bruscas de carga.
- Conexión y desconexión de interruptores.
- Cortocircuitos.
- Descargas atmosféricas.
- Tensiones inducidas por los rayos sobre las líneas.



Figura III.11. Cortocircuito entre espiras en el devanado de baja tensión.

3.4.5 Fallos de protecciones internas del transformador

Un mal diseño de protecciones internas del transformador es otro de los aspectos que dañan a los transformadores [III.8] y es por tal razón que se ha hecho indispensable estudiarlas. Básicamente las fallas de protecciones internas se clasifican en fallas incipientes o iniciales que son las que se desarrollan lentamente como su nombre lo indica, pero que también pueden convertirse en grandes fallas si no se detecta o corrige [III.6].

Adicional a las fallas incipientes esta otra clasificación que se les denomina fallas activas las cuales son originadas por avería en el aislamiento u otros componentes que crean una situación de estrés repentino que requiere una acción inmediata para limitar el daño y prevenir una fuerza destructiva adicional.

3.4.6 Fallas en los cambiadores de taps

El cambiador de TAP's cambia el número de vueltas en un número predefinido de pasos, de tal manera que cambia el voltaje secundario del transformador; si existe una falla en el cambiador de taps este hará que no se seleccione el voltaje adecuado de operación, lo que con el tiempo presentara un daño al transformador.

Como práctica los TAP usualmente son desarrollados en el lado de alto voltaje (implica baja corriente) con el objetivo de minimizar los requerimientos en los contactos.



Figura III.12. Fuga de aceite por accesorio (cambiador de taps).

3.4.7 Daño en los conductores debido a la presencia de gas corrosivo.

Se le da el nombre de gas corrosivo a cualquier gas que puede destruir o dañar irreversiblemente los conductores tales como bobinas, aislante, núcleo entre otros con la cual entra en contacto.

3.4.8 Armónicas y fuente de onda no-sinusoidal

3.4.8.1 Generadores de armónicos

En un sistema eléctrico de potencia ideal, el voltaje es suministrado a los usuarios y la corriente de carga son ondas perfectamente senoidales, en la práctica, sin embargo, las condiciones nunca son ideales, así que las formas de onda son a veces bastante distorsionadas. La desviación de la senoide perfecta se expresa en términos de Distorsión Armónica Total (Total Harmonic distortion, THD) de las formas de onda de corriente y voltaje. La distorsión armónica fue típicamente causada por la saturación magnética de transformadores o por ciertas cargas industriales, tales como hornos de arco eléctrico o soldadoras.

Actualmente, se ha incrementado la instalación de cargas no lineales (convertidores de potencia estáticos aplicados a controladores de velocidad, equipo controlado por computadoras, soldadoras, hornos de arco eléctrico, molinos, compensadores de potencia reactiva, taladros, secadoras, hornos de microondas, lámparas de arco y electrónicas, etc.). Se tienen que compensar los sistemas eléctricos de potencia (instalando bancos de capacitores en las plantas industriales y sistemas de distribución de las empresas suministradoras, para suministrar la potencia reactiva demandada por dichas cargas no lineales, mejorando el factor de potencia, reduciendo pérdidas y teniendo una mejor regulación de voltaje).

3.4.8.2 Efectos en los transformadores

En los transformadores de propósito general la potencia nominal está definida para señales senoidales de voltajes balanceados y corrientes que no excedan un cierto porcentaje (%) THD, en una magnitud dada que no se exceda el límite de elevación de temperatura, estableciéndose dichos parámetros en la placa de datos.

Durante su operación, los transformadores de potencia están sujetos a esfuerzos térmicos, eléctricos y mecánicos los cuales degradan el sistema de aislamiento aceite y papel, siendo la temperatura excesiva, las presencias de oxígeno y humedad combinadas con los esfuerzos eléctricos los factores principales que aceleran dicha degradación.

Como causas secundarias se ubican los esfuerzos mecánicos originados por la excitación del núcleo y cortocircuitos, así como los ácidos y lodos como productos generados por la descomposición del aceite.

El proceso de degradación del sistema aislante aceite y papel evoluciona gradualmente hasta presentarse la falla en el transformador de potencia. Las corrientes armónicas producen un calentamiento adicional en los devanados de los transformadores, por el incremento en las pérdidas causadas por las corrientes de Eddy, que son función tanto de la corriente eficaz que circula como de la frecuencia al cuadrado de la señal, debiéndose de considerar su capacidad en forma reducida con respecto a su nominal, cuando alimentan cargas no lineales de acuerdo al estándar ANSI/IEEE C.57.110. Además que distorsión en voltaje causa pérdidas adicionales en el núcleo. Esta situación explica los incrementos considerables en la temperatura de los transformadores que alimentan cargas no lineales, aun cuando la corriente de carga esté por debajo de su capacidad nominal, exponiéndose a fallas prematuras.

Underwriters Laboratories (UL) establece el método denominado factor K para transformadores secos, que es un índice de la capacidad del transformador para soportar los efectos del calentamiento producidos por las cargas no lineales, siendo diseñados para operar a su capacidad nominal con corrientes que tengan niveles de distorsión de acuerdo a dicho factor, sin que se excedan los límites nominales de elevación de temperatura. Los valores de factor K normalizados en transformadores son 4, 9, 13, 20, 30, 40 y 50, siendo los más usados 4,13 y 20.

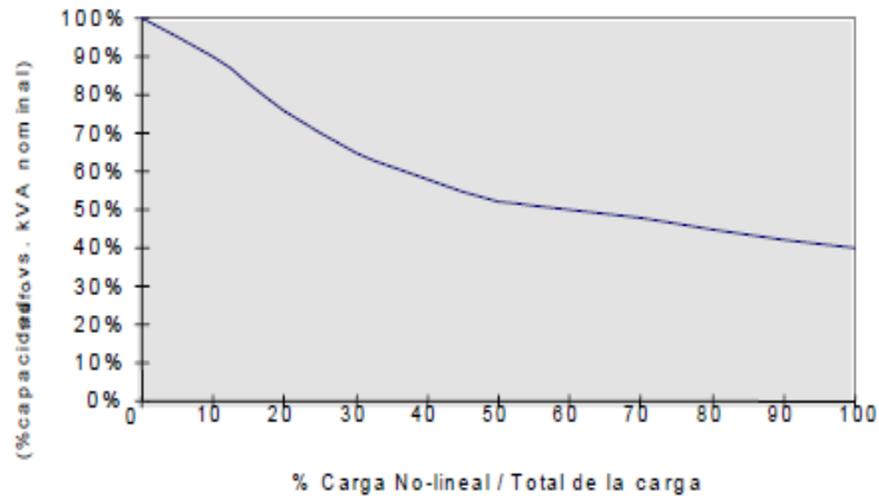


Figura III.13. Reducción en la capacidad de transformadores con relación a la carga no lineal que alimenta.

Algunas de las ventajas y características de diseño de los transformadores con factor K son:

- Incorporan un blindaje electrostático entre los devanados primario y secundario para la atenuación de picos de voltaje, ruido de línea y transitorios.
- Ciertos fabricantes elaboran los devanados utilizando tiras de lámina, generalmente de aluminio, en lugar de alambre magneto para reducir las corrientes de Eddy y minimizar el calentamiento adicional.
- La barra de neutro está dimensionada para manejar el 200% de la corriente de línea.
- Ocupan menos espacio que los convencionales.
- Tienen una menor corriente de Inrush.

El factor K es un índice que considera las pérdidas adicionales que las corrientes de Eddy provocan en el transformador, debido a la presencia de armónicas, siendo proporcionales al cuadrado de la frecuencia. Un factor K unitario corresponde a una corriente senoidal pura.

CARGA	K FACTOR
Luces Incandescentes	K-1
Resistencias Eléctricas de Calor	K-1
Motores (Sin unidades de estado sólido)	K-1
Transformadores de Control	K-1
Descarga Eléctrica por Rayo	K-4
UPS	K-4
Equipos de Inducción de Calor	K-4
PLC y Estados solidos de control	K-4
UPS sin entrada a filtros	K-4
Equipos de Telecomunicación	K-13
Múltiples Cables de protección en general en áreas con facilidad a exposición de altas temperaturas	K-13
Motores con Dispositivos de Estado Solido	K-20
Múltiples cables de Circuitos Industriales, Laboratorios.	K-30
Otras cargas identificadas como productores de alta presencia de cantidades armónicas	K-40

Tabla III.2. Factor de carga para el diseño de diferentes tipos de cargas no sinusoidales.

En resumen los efectos de las armónicas en los transformadores son:

- Reducción de la eficiencia provocada tanto por el incremento en la corriente eficaz como por las corrientes de Eddy que son función del cuadrado de la frecuencia.
- Incremento en los costos de operación.
- Capacidad de operación reducida con relación a su nominal.
- Inversión en capital adicional.
- Incremento en la temperatura, pudiendo exceder los límites de elevación sobre la temperatura ambiente, provocando fallas prematuras.
- Incremento en los costos de mantenimiento por servicio y por reemplazo.
- Reducción de la productividad de la empresa por paros inesperados.

3.4.8.3 Límites o niveles de distorsión armónica máxima de los transformadores conectados a cargas no-sinusoidales

Hoy en día, los investigadores, ingenieros de servicio y clientes entre otros, se ven involucrados en un problema interesante cuando diseñan un transformador, o cuando van a elegirlo para una aplicación determinada. En la actualidad, la selección de la capacidad de placa de un transformador depende de una gran cantidad de factores entre los cuales la distorsión de las formas de onda de voltaje y de corriente que incrementan los niveles de temperatura e influyen sobre medida en la pérdida de vida del equipo eléctrico son los efectos más importantes.

En la norma 519: IEEE Recomendaciones Prácticas y Requerimientos para el Control de armónicas en Sistemas Eléctricos de Potencia. Existe un efecto combinado de todas las cargas no lineales sobre el sistema de distribución la cual tienen una capacidad limitada para absorber corrientes armónicas. Adicionalmente, es dejar claro que las distribuidoras tienen la obligación de proveer alta calidad de abastecimiento en lo que respecta al nivel del voltaje y su forma de onda. IEEE 519 hace referencia no solo al nivel absoluto de armónicos producido por una fuente individual sino también a su magnitud con respecto a la red de abastecimiento.

El objetivo de la IEEE 519 es el de recomendar límites en la distorsión armónica según dos criterios distintos, específicamente:

1. Existe una limitación sobre la cantidad de corriente armónica que un consumidor puede inyectar en la red de distribución eléctrica.
2. Se establece una limitación en el nivel de voltaje armónico que una compañía de distribución de electricidad puede suministrar al consumidor.

La evaluación de los límites de corriente armónica involucrados se llevan a cabo para clientes individuales, y la evaluación de los límites de voltaje armónicos para todo el sistema. Estos límites son típicamente evaluados en el Punto de Acoplamiento Común entre el punto de alimentación y la carga del cliente.

Capítulo IV: Situación actual y diagnóstico

Este capítulo se basa en la recopilación de resultados por parte de las entidades que realizan ensayos a transformadores que operan en el país con la finalidad de obtener la mayor cantidad de información relacionada al diagnóstico que ellos le realizan a sus transformadores de potencia y así poder determinar y comparar en el capítulo posterior la vida útil del transformador de potencia.

Para realizar lo anteriormente planteado se estudian básicamente dos casos, para luego hacer la comparación de ellos y extraer los resultados de los ensayos para determinar la vida utilizada del transformador.

Como una parte inicial del estudio en este capítulo se hace necesario conocer la metodología empleada al momento de realizar un diagnóstico al transformador, iniciando con la toma de datos básicos que a continuación se presenta.

4.1 Identificación del transformador

El primer paso para realizar un correcto diagnóstico del transformador se debe llevar un registro del mismo iniciando con la identificación, el cual deberá contener los datos básicos siguientes:

PROPIEDAD:		FECHA DE REPORTE:	
TIPO DE TRANSFORMADOR:		CAUSA DE INGRESO:	
PRUEBAS A REALIZAR:	SI		NO
RESPONSABLE:		PERSONA ENTREGA:	

Figura IV.1. Formato básico de toma de datos a transformador para realizar ensayos de laboratorio.

A continuación se presentan los dos casos de estudio estudiados en el presente trabajo.

PRUEBAS	CASO #1		CASO #2	
	Transformadores		Transformadores	
	Nuevos	No nuevos	Nuevos	No nuevos
Prueba PCB		✓		
Prueba de Acidez		✓		✓
Gases Disueltos		✓		✓
Rigidez Dieléctrica		✓		✓
Resistencia de aislamiento	✓			
TTR (Relación de transformación)	✓			
Tensión	✓			
Inspección	✓			

Figura IV.2. Pruebas que las empresas realizan a sus transformadores.

4.2 Caso #1

Se presenta a continuación una breve descripción de las pruebas con las que se cuenta y la forma en la que se presentan los resultados.

4.2.1 Prueba de pcb

FORMATO PARA RESULTADOS DE PRUEBA PCB

ENTIDAD A S.A. de C.V.

A – ### EL SALVADOR

Unidad de Servicios Técnicos, Laboratorio de aceites

Reporte de Pruebas de PCB en aceite Dieléctrico.

Fecha:

Identificación/empresa : XYZ S.A. de C.V.
Número de Serie/KVA : xxxxxxxxx (xx KVA)
Subestación :
Equipo de Prueba : L2000 Analyzer Chlorinated Organics Dexsil.

RESULTADO DE PRUEBAS:

Fecha de Prueba: **Método Utilizado:** AROCLOR 1242 OIL
Transformador: **Serie: No.**
Tipo de Prueba: Aceite **Unidades:** (Partículas por Millón en ppm).
Análisis de Concentración:

Resultado de Análisis:

Clasificación de PCB	
CONTAMINANTE	≥ 50 ppm
NO CONTAMINANTE	< 50 ppm

Observaciones: Ninguna

Técnico Laboratorio PCB's: _____

V.B. Encargado Laboratorio:

4.2.2. Prueba de acidez

Respecto a esta prueba, es una de las que se debe realizar en la mayoría de los casos debido a que los derivados ácidos contenidos en un aceite pueden favorecer el deterioro del papel y de los cartones aislantes en el transformador.

Se conoce además que la presencia de esos productos en el aceite es signo precursor de la formación de depósitos (por oxidación). Por lo general, la causa principal de la oxidación es, un recalentamiento excesivo del transformador por una de las siguientes razones:

- Una sobrecarga importante de una duración significativa.
- El efecto de un punto caliente presente en la parte activa.
- Una falla o mal diseño de la refrigeración.

Si el índice de acidez alcanza a 0,05 mg KOH/g, se debe supervisar su evolución y verificar que el transformador no caliente demasiado (la acidez aumenta si la temperatura del transformador es muy elevada).

Si el índice de acidez supera los 0,06 mg KOH/g, se debe regenerar el aceite.

Parámetro	Resultado (mg de KOH/g)
Acidez total	

4.2.3 Gases disueltos

Los gases de interés y que mejor información suministran acerca del estado del transformador son los siguientes:

#	Elementos				
1	Hidrógeno	H2	6	Metano	CH4
2	Nitrógeno	N2	7	Etano	C2H6
3	Oxígeno	O2	8	Etileno	C2H4
4	Monóxido de carbono	CO	9	Acetileno	C2H2
5	Dióxido de carbono	CO2	10		

4.2.4 Especificaciones técnicas equipo transport x utilizado para realizar la prueba de gases disueltos

El analizador de gases disueltos en aceite se realiza mediante el equipo transport x, el cual realiza:

- Análisis de resultados de Triángulo de Duval (TechCon 2004 NA).
- Gases Clave (IEEE C57.104-1991); y
- Relaciones de Rogers (IEEE C57.104-1991).

Los niveles de límites de precaución y advertencia de gases de falla medidos son ajustables por el usuario.



Figura IV. 3. Transport X para análisis de gases disueltos.

Los parámetros de medición y su rango de medición se detallan a continuación:

PARÁMETRO (compuesto)	VALOR (rango de medida)
Hidrógeno (H₂)	5 – 5000 ppm
Monóxido de Carbono (CO)	1 - 50,000 ppm
Dióxido de Carbono (CO₂)	2 - 50,000 ppm
Metano (CH₄)	1 - 50,000 ppm
Acetileno (C₂H₂)	0.5 - 50,000 ppm
Etano (C₂H₆)	1 - 50,000 ppm
Etileno (C₂H₄)	1 - 50,000 ppm
Agua (H₂O)	0 - 100% humedad relativa
(Nota: Muestra de gases del Buchholz el LDB es 100 ppm para todos los gases. Exactitud es ± 30% para todos los gases.)	
Exactitud Humedad en Aceite	± 3 ppm
Exactitud Medida **	± 5% o ± 2 ppm (el que resulte mayor)
** Exactitud mostrada es la exactitud de los detectores durante la calibración.	
Ambiente	
Rango de Temperatura	5 – 40°C (41-104°F)

Alimentación	115/230 Vac; 50/60Hz; 40 W
Interface de Computadora	USB
Copia impresa	Impresora Térmica de 2"
Peso	11 KG (24 lbs) (unidad solamente)
Dimensiones	170 x 340 x 460 mm (unidad solamente)
Volumen muestra aceite	50 ml
Volumen muestra	5 ml

Figura IV.4. Especificaciones del equipo utilizado para la prueba de gases disueltos.

Una vez especificado el equipo los resultados los muestra de la siguiente manera:

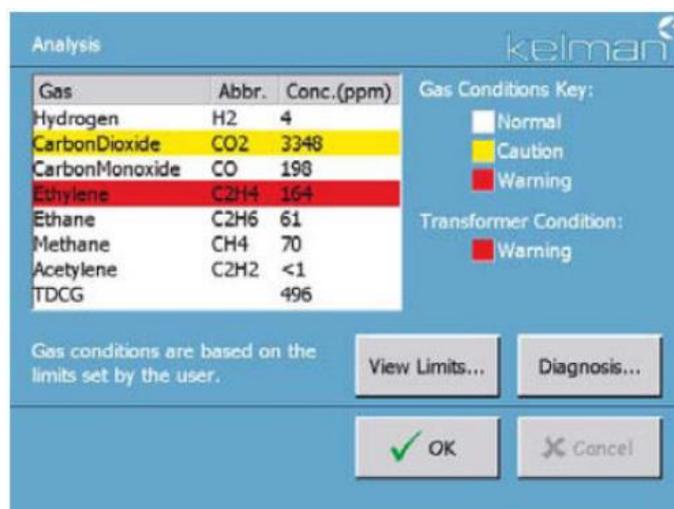


Figura IV.5. Ejemplo de resultados de la prueba de gases disueltos por el medidor portátil transport X.

4.2.5 Prueba de rigidez dieléctrica

PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA

SERVICIOS TÉCNICOS

Reporte de Pruebas de Dieléctrico del Aceite Aislante para Transformadores.

Fecha de prueba:

Lugar : LABORATORIO DE ACEITES

Subestación : Privada

3. Marca : KVA:

4. Serie No. : ##### Imp.: __ 3.4% __

Método Utilizado: Determinación del Voltaje Promedio de rompimiento dieléctrico utilizando equipo de prueba y condiciones establecidas por la Norma ASTM-D 877, Artículos N°: 6,7, 8, 9, 10 y 11.

1. Procedimiento Utilizado: La llamada Prueba de Rutina.

PRUEBA DE RUTINA: Cuando se desea determinar el voltaje de rompimiento dieléctrico de un líquido, cinco rompimientos pueden ser hechos en una muestra alojada en un depósito con intervalos de un minuto entre rompimientos. El promedio de los cinco rompimientos deberá ser considerado como el voltaje de rompimiento dieléctrico de la muestra, siempre que los valores de rompimiento cumplan el criterio de consistencia estadística según se especifica posteriormente. Si los voltajes de rompimiento no cumplen con este criterio, el contenido del depósito debe ser desechado, el depósito se llena nuevamente, y cinco rompimientos son provocados en esta segunda muestra. El promedio de los 5 rompimientos deberán ser considerados como el voltaje de rompimiento dieléctrico del líquido. Ningún valor de rompimiento debe ser descartado.

2. Temperatura del Líquido:

3. Valor de las Pruebas Individuales:

	KV								
1 ^a		2 ^a		3 ^a		4 ^a		5 ^a	

Criterio de Consistencia estadística:

$$\bar{x} = 1/5 \sum_{i=1}^5 x_i$$

$$S = \sqrt{1/4 (\sum_{i=1}^5 x_i^2 - 5\bar{x}^2)}$$

Dónde:

- \hat{i} = Media de los valores individuales.**
- X_i = "i-ésimo" voltaje de rompimiento, y**
- S = Desviación estándar**

Si la Razón S / \hat{i} es superior a **0.1**, es probable que la desviación estándar de los cinco valores de rompimiento sea excesiva, y por lo tanto que el error probable de su promedio es también excesivo.

8. Resultado:

Media (\hat{i}): **Desv. Estándar (s):** **Razón (s/ \hat{i}):**

El error probable del promedio de pruebas es aceptable **si es MENOR a 0.1**

9. Límite de Prueba para aislantes líquidos de aceite de acuerdo a norma ASTM-D 877 e IEEE STD 62-1995, es de 26 Kv.

10. Se encontró agua en la muestra: Si () No ()

Otro contaminante:

Color del Aceite:

11. Prueba de Acidez: Método de ampollitas **KOH:** OK Cambio de Aceite:

Observaciones:

4.2.6 Inspección externa del transformador

En esta parte lo que se pretende es observar el estado externo actual de cada elemento que compone el transformador y dando una evaluación de cada parte.

Un posible modelo a seguir es el que se presenta a continuación:

N°	COMPONENTE	CALIFICACIÓN		N°	COMPONENTE	CALIFICACIÓN	
		BUENO	MALO			BUENO	MALO
1	Aislador MT			12	Tanque o Cuba		
2	Aislador BT			13	Conector a tierra		
3	Accionamiento Tap			14	Pernos tipo ojp		
4	Pararrayos			15	Conector tipo ojo		
5	Visor o Mirilla			16	Conector tipo pala		
6	Identificadores			17	Conector terminal MT		
7	Platina de tierra			18	Pintura		
8	Válvula de drenaje			19	Breaker BT		
9	Válvula de sobrepresión			20	Fusible Expulsión		
10	Empaques MT			21	Placa		
11	Empaques BT						
OBSERVACIONES:							

Los dos modelos presentados anteriormente son necesarios y no se pueden omitir si se requiere llevar un adecuado control en el diagnóstico.

Una breve descripción de los componentes de la inspección interna se presenta a continuación.

<p>Aislador de media tensión</p>		<p>Tanque o Cuba</p>	
<p>Aislador de baja tensión</p>		<p>Conector tipo ojo</p>	
<p>Accionamiento</p>		<p>Conector tipo pala</p>	
<p>Pararrayos</p>		<p>Válvula de drenaje</p>	
<p>Visor o Mirilla</p>		<p>Empaques MT</p>	
<p>Identificadores</p>		<p>Empaques BT</p>	
<p>Válvula de sobrepresión</p>		<p>Fusible Expulsión</p>	

4.3. Caso #2

Una vez presentada la breve descripción de las pruebas y los formatos para el caso 1, acá únicamente se presentan los formatos utilizados para el caso 2 por haberse tratado previamente esa parte.

Formato de resultados de ensayo global

A excepción del caso 1, acá se tiene un solo informe que abarca todas las pruebas que realizan en un solo informe que se presenta a continuación:

INFORME NÚMERO:

FECHA:

INFORME DE ANÁLISIS QUÍMICO

DATOS GENERALES

SOLICITANTE	:
DIRECCIÓN	:
IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA	:
MARCA DEL TRANSFORMADOR	:
TIPO	:
POTENCIA	:
VOLTAJE	:
NÚMERO DE SERIE	:
FLUIDO AISLANTE	:
FECHA DE TOMA DE MUESTRA	:
LUGAR DEL MUESTREO	:
HORA DEL MUESTREO	:
PARÁMETROS DE CAMPO	:
MUESTRA TOMADO POR	:
CÓDIGO DE LABORATORIO	:
FECHA DE INGRESO	:
FECHA DE ANÁLISIS	:
FECHA DE REPORTE	:

1. GASES DISUELTOS

Parámetro	Resultado (ppm)	IEEE límites
Dióxido de Carbono (CO ₂)		2,500
Acetileno (C ₂ H ₂)		35
Etileno (C ₂ H ₂)		50
Etano (C ₂ H ₆)		65
Metano (CH ₄)		120
Monóxido de Carbono (CO)		350
Propileno (C ₃ H ₆)		-
Propano (C ₃ H ₈)		-
Hidrógeno (H ₂)		100
Oxígeno (O ₂)		-
Nitrógeno (N ₂)		-
Total de Gases		720
TGC(H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₂ , C ₂ H ₆ , CO)		

Parámetro	Resultado (ppm)	Condición 1 (ppm)	Condición 2 (ppm)	Condición 3 (ppm)	Condición 4 (ppm)
Dióxido de Carbono (CO ₂)		2,500	2,500 – 4,000	4,000 – 10,000	>10,000
Acetileno (C ₂ H ₂)		35	36 - 50	51-80	>80
Etileno (C ₂ H ₂)		50	51-100	101-200	> 200
Etano (C ₂ H ₆)		65	66-100	101-150	> 150
Metano (CH ₄)		120	121-400	401-1,000	> 1,000
Monóxido de Carbono (CO)		350	351-570	571-1,400	> 1,400
Propileno (C ₃ H ₆)		-	-	-	-
Propano (C ₃ H ₈)		-	-	-	-
Hidrógeno (H ₂)		100	101-700	01-1,800	> 1,800
Oxígeno (O ₂)		-	-	-	-
Nitrógeno (N ₂)		-	-	-	-
Total de Gases		-	-	-	-
TGC(H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆ , CO)		720	721 – 1,920	1,921 – 4,630	> 4,630

Fuente: Guía IEEE Std C57.106, IEEE Std C57.104 (pág. 10) y la CEI IEC 60599

* Notas:

- - : No hay referencia en las norma IEEE.
- **Rojo**: indica valores fuera de lo normal.
- **Anaranjado**: indica alerta.

Gas Clave	Proporción Relativa (%)
Monóxido de Carbono (CO)	
Hidrógeno (H₂)	
Metano (CH₄)	
Etano (C₂H₆)	
Etileno (C₂H₄)	
Acetileno (C₂H₂)	
Total	

Fuente: Guía IEEE Std C57.106, IEEE Std C57.104 (pág. 13) y la CEI IEC 60599
(Gráfico del gas clave en la tabla anterior)

Relación de Dióxido y Monóxido de Carbono	
CO₂/CO	

Fuente: Guía IEEE Std C57.106, IEEE Std C57.104 y la CEI IEC 60599 (pág. 12)
Relación entre gases $3 \leq \text{CO}_2/\text{CO} \leq 7$

ACIDEZ

Parámetro	Resultado (mg de KOH/g)
Acidez total	

Valores límites de acidez

	Aceptable (AC)	Cuestionable (CU)	Inaceptable (IN)
Mg KOH/g en la muestra	≤ 0.05	≥ 0.05 y ≤ 0.10	> 0.10

- Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. (M Horning, J. Kelly, S. Myers y R. Stebbins)

3. RIGIDEZ DIELECTRICA.

Parámetro	ASTM 877 (KV)
Promedio de Rigidez Dieléctrica	

Fuente: Guía para el mantenimiento del Transformador (D. Myers).

Tensión de Ruptura Dieléctrica

Método ASTM D877 con electrodos planos

Clasificación de los resultados	Kilovoltios (KV)
Aceptable (AC)	≥ 30
Cuestionable (CU)	≥ 25 y < 30
Inaceptable (IN)	< 25

Fuente: Guía para el mantenimiento del Transformador (D.Myers).

ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS (DGA)

I. MÉTODO DE ANÁLISIS DE RESULTADOS – ASTM D3612A

II. A CONTINUACIÓN RESULTADO E INTERPRETACIÓN DEL ANÁLISIS

NOMBRE DEL TRANSFORMADOR:

CAPACIDAD:

	Muestra Actual Fecha:	Muestra anterior Fecha:
GASES DISUELTOS	CONTENIDO (PPM)	CONTENIDO (PPM)
Hidrógeno (H ₂)		
Metano (CH ₄)		
Etano (C ₂ H ₆)		
Etileno (C ₂ H ₂)		
Acetileno (C ₂ H ₂)		
Monóxido de Carbono (CO)		
Dióxido de Carbono (CO ₂)		
Nitrógeno (N ₂)		
Oxígeno (O ₂)		
TDCG		
TOTAL DE GAS		

TDCG: Total Dissolved Combustible Gas

III. INTERPRETACIÓN Y LÍMITES DE LA CANTIDAD INDIVIDUAL DE GASES DISUELTOS SEGÚN NORMA IEEE “GUIDE FOR THE INTERPRETATION OF GASES GENERATED IN OIL-IMMERSED TRANSFORMERS” (IEEE STD C57.104-1991)

- a) Límite normal del Hidrógeno (H₂) < 1,500 ppm*
- b) Metano (CH₄) < 80 ppm.*
- c) Límite normal del Etano (C₂H₆) < 35 ppm*
- d) Límite normal del Etileno (C₂H₄) < 150 ppm*
- e) Límite normal del Acetileno (C₂H₂) < 7 ppm*
- f) Límite normal del Monóxido de Carbono (CO) < 1,000 ppm*
- g) Dióxido de Carbono (CO₂) < 10,000 ppm.*

IV. MÉTODO DE ROGERS RATIOS

(Aplicación y desarrollo del método)

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

(En base a lo que la norma específica)

4.4. Resultados de ensayos para el caso #2

Ahora que se tienen los formatos y los ensayos que se realizan por parte de las dos entidades, se procede a presentar los resultados y extraer la información necesaria para el cálculo de vida útil a partir de los ensayos de rigidez dieléctrica y gases disueltos.

4.4.2 Análisis transformador sunbelt de 10 MVA

Hasta el momento se tiene un breve historial para los transformadores uno de 5 MVA con su perfil de carga, ahora se presentan ensayos para un transformador de 10 MVA.

El transformador inició a operar en el año de 2,006 e inicialmente no se le dio seguimiento o registro de las pruebas que se le ha efectuado solamente se tiene un registro a partir del 2011 que su resultado promedio resultó de 36.6 KV, los resultados se muestran a continuación:

Año 2012

SUBESTACION TRIFASICA 10 MVA, JUNIO 2011								
TRAFO	PRUEBAS (KV)					PROM (KV)	COLOR	OBSERVACIONES
T1	37	43.8	39.7	32.4	30.1	36.6		NO SEDIMENTOS VISIBLES

Fuente: Guía para el mantenimiento del Transformador (D. Myers).

De acuerdo a la clasificación que se presenta a continuación este valor es aceptable.

Año 2013

Parámetro	ASTM 877 (kV)	Temperatura
Promedio de Rigidez Dieléctrica	36.8	25°C

Fuente: Guía para el mantenimiento del Transformador (D. Myers).

De acuerdo a la clasificación que se presenta a continuación este valor es aceptable.

Año 2015

Parámetro	ASTM 877 (kV)	Temperatura
Promedio de Rigidez Dieléctrica	32.9	25°C

Fuente: Guía para el mantenimiento del Transformador (D. Myers).

De acuerdo a la clasificación que se presenta a continuación este valor es aceptable.

Año 2017

Parámetro	ASTM 877 (kV)	Temperatura
Promedio de Rigidez Dieléctrica	42	25°C

Fuente: Guía para el mantenimiento del Transformador (D. Myers).

De acuerdo a la clasificación que se presenta a continuación este valor es aceptable.

Resumen de la prueba de rigidez

Los resultados obtenidos para el transformador de capacidad 10 MVA, se resumen en la siguiente tabla.

TIPO	POTENCIA	2012	2013	2015	2017
SUNBELT 10 MVA	10,000 KVA	Rigidez dieléctrica	Rigidez dieléctrica	Rigidez Dieléctrica	Rigidez Dieléctrica
Promedio (KV)		36.6	36.8	32.9	42

Tabla IV.1 Resumen de resultados obtenidos para 4 años

Al igual que para el transformador de 200 KVA y 5 MVA, se procede a presentar los resultados obtenidos de manera gráfica como se indica a continuación:

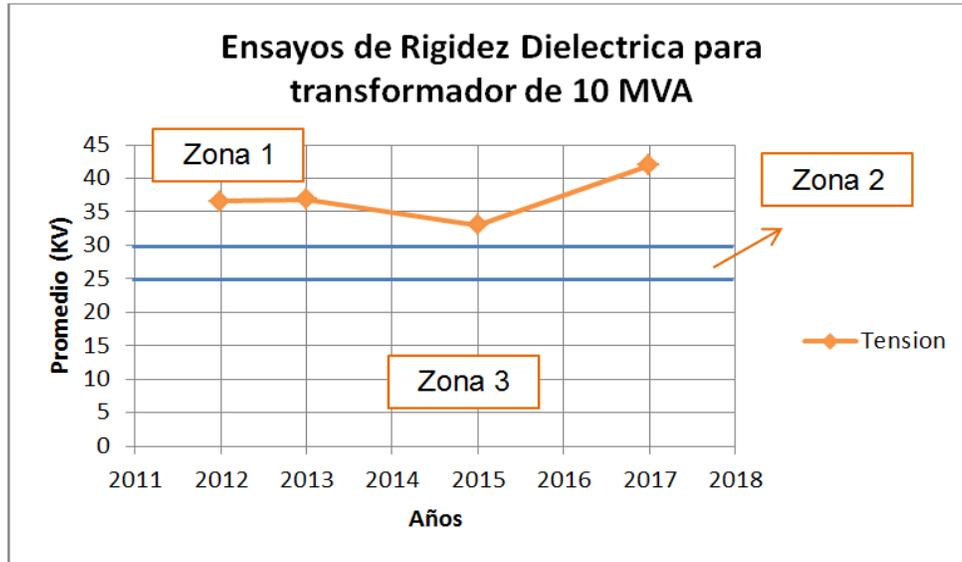


Figura IV.6. Comportamiento de ensayo de rigidez dieléctrica de transformador de 10 MVA para 4 años.

De la figura anterior para el año 2012 que a partir de ahí se tienen datos de ensayos para el transformador de 10 MVA se puede observar que el transformador se diagnosticó con una clasificación muy buena o aceptable por estar arriba de los 30 KVA, luego el siguiente año tuvo una leve mejora, la tendencia del ensayo en el año 2014 no se tiene hubiese sido interesante como se encontraba para ese año, luego el ensayo 2015 refleja un leve declive en comparación con el ensayo anterior y por último se tiene el registro del 2017 resultando un promedio de 42 KV lo que significa que el plan de contingencia implementado ha mejorado mucho si se compara con el ensayo anterior.

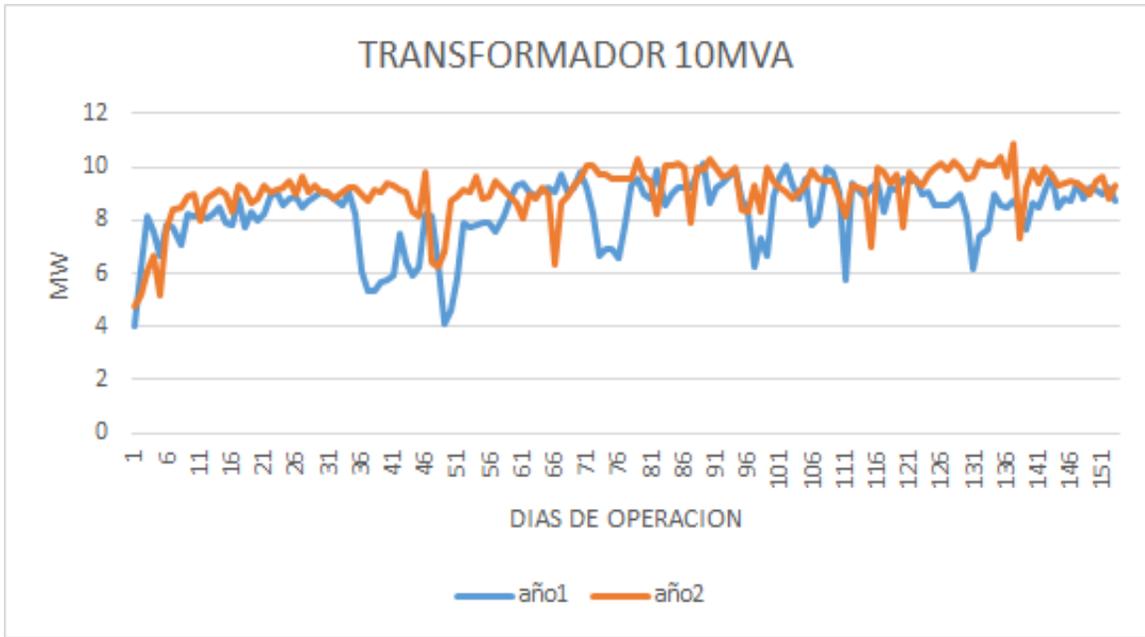


Figura IV.7. Perfil de carga para transformador de 10 MVA, que comprende un promedio de 160 días aproximadamente de operación al año, que equivale a 0.43 fracción de año.

Descripción

A continuación se muestra los resultados obtenidos de la empresa I que opera en el país, basados en el análisis de gases disueltos para un transformador de 10 MVA, correspondiente al año 2012.

Análisis transformador de 10 MVA

Análisis 1.

Prueba realizada: 22/08/2012

EMPRESA:		CAPACIDAD:	10MVA		
UBICACIÓN:		FECHA:	22/8/2012		
TEMPERATURA AMB:		TEMPERATURA ACEITE:		HUMEDAD REL:	
Parámetro	Resultado(ppm)*	Condición 1 (ppm)	Condición 2 (ppm)	Condición 3 (ppm)	Condición 4 (ppm)
Dióxido de Carbono(CO ₂)	20,294	2500	2500-4000	4001-10000	>10,000
Acetileno(C ₂ H ₂)	9	35	36-50	51-80	>80
Etileno(C ₂ H ₄)	0	50	51-100	101-200	>200
Etano(C ₂ H ₆)	42	65	66-100	101-150	>150
Metano(CH ₄)	216	120	121-400	401-1000	>1000
Monóxido de Carbono(CO)	516	350	351-570	571-1400	>1400
Hidrógeno(H ₂)	46	100	101-700	701-1800	>1800
Propileno(C ₃ H ₆)	16				
Propano(C ₃ H ₈)	31				
Oxígeno(O ₂)	2525				
Nitrógeno(N ₂)	98910				
Total de Gases	122605				
TGC(H ₂ ,CH ₄ ,C ₂ H ₂ ,C ₂ H ₄ ,C ₂ H ₆ ,CO)	828				
Observaciones:	Indicios de papel sobrecalentado, inminente falla térmica de la celulosa el gas principal es el monóxido de carbono y dióxido de carbono generadas por la descomposición de la celulosa. Adicionalmente con contenido de metano				

Tabla IV.2 Modelo de resultados para análisis 1, que mide la concentración por tipo gases disueltos.

Análisis 3.

GASES CLAVES	Proporción relativa (%)
Monóxido de Carbono(CO)	62%
Hidrógeno(H ₂)	6%
Metano(CH ₄)	26%
Etano(C ₂ H ₆)	5%
Etileno(C ₂ H ₄)	0%
Acetileno(C ₂ H ₂)	1%
Total	100%

Tabla IV.3 Proporción relativa de gases claves.

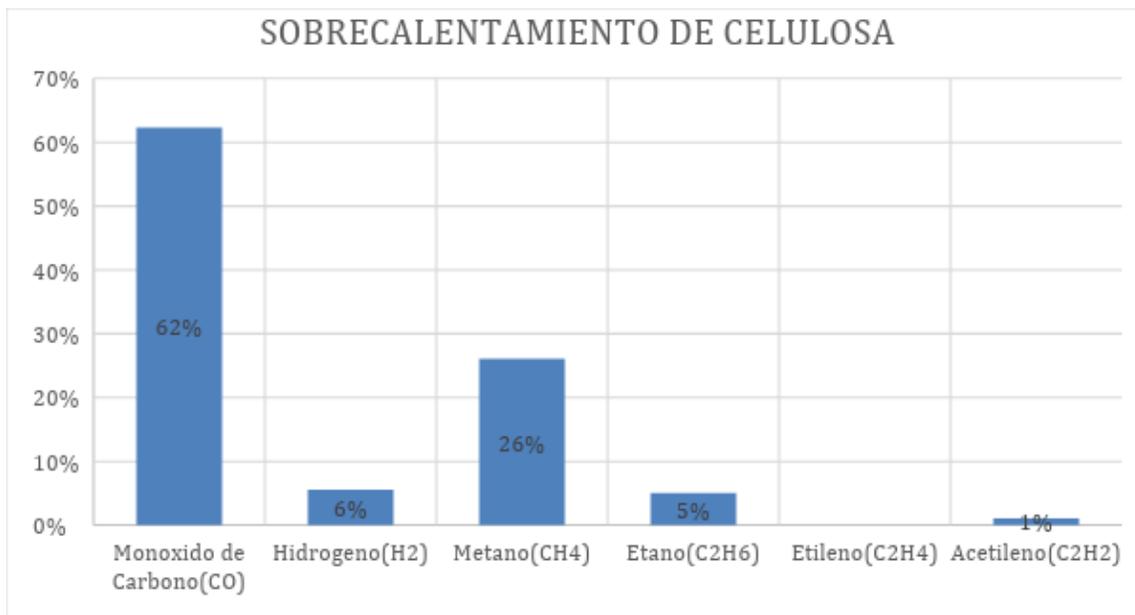


Figura IV.8. Proporción de gases claves, indican una elevada cantidad de CO, que indica sobrecalentamiento en la celulosa.

Análisis 4.

MÉTODO:	DOERNENBURG	
RELACIÓN	CH4/H2	C2H2/C2H4
ABREVIATURA	R1	R2
COCIENTE	4.70	0.00
DESCRIPCIÓN:	Descomposición térmica(punto caliente)	

Tabla IV.5 Resultado de análisis 4, se encuentra indicios de descomposición térmica debido a la elevación de temperatura.

Análisis 5.

ROGERS			
RELACIÓN	CH4/H2	C2H2/C2H4	C2H4/C2H6
ABREVIATURA	R1	R2	R3
COCIENTE	4.69565217	0	0
CÓDIGO	2	0	0
DESCRIPCIÓN:	Falla térmica inferior a 150°C		

Tabla IV.5. Resultado de análisis 5, se ubica dentro del caso 5, se estima una falla térmica inferior a 150°C.

Análisis 6.

EJE	MÉTODO:	DUVAL
Y	%C2H4	0
Z	%C2H2	4
X	%CH4	96
DESCRIPCIÓN:	Pequeñas descargas parciales	

Tabla IV.6. Resultados análisis 6, ubicación dentro del triángulo de Duval Figura II.9 Específicamente en el are PD (Pequeñas descargas parciales).

Certificate of Analysis



Northern Technology and Testing, Inc. • 8140 Industrial Parkway, Suite 11 • Sacramento, CA 95824 • Tel. (916) 383-6800 • Fax (916) 383-7794 • info@nttworldwide.com
 Copyright © 1994-2017 NTT

Fully Independent Laboratory Services Dedicated to the Electrical Power Industry

Location: SUNBELT 10 MVA Address: Serial No.: ST049958075 Mfr: SUNBELT Year Built: Main/LTC: MAIN Bank/Phase: 3-PH KVA: 10 MVA Oil Temp: 45 Notes1: Notes2: P.O.#: Lab Notes:	Lab ID <h2 style="text-align: center;">164244</h2> Date: Sampled: 08/21/2017 Received: 09/13/2017 Lab Run: 09/16/2017 Report: 10/10/2017 Status: ROUTINE Carrier: DHL Container: NTT-SYR-AZ871 Oil Type: Mineral Oil	Account No./Company Information ST1504-00-00 EL SALVADOR, Contact Name: Phone1: Phone2: Fax: NTT Quality Control/Quality Assurance Measures <input checked="" type="checkbox"/> Results Faxed/Emailed Discussed with: <input checked="" type="checkbox"/> Report QA/QC checked by: <i>Don Cantillo</i>
---	--	--

Dissolved Gas Analysis Results - ASTM D3612C Interpretations and Diagnostics developed using Mineral Oil. Results rounded off to the nearest 1 ppm.

	Present	1st Prior	2nd	3rd	4th	5th
Sample Date	08/21/2017					
NTT Lab ID No	164244					
Foreign Lab						
Sampling Temperature(C)	45					
ASTM D1533B Moisture (ppm)						
H2	Hydrogen	50				
CH4	Methane	218	4			
C2H6	Ethane	19				
C2H4	Ethylene	0				
C2H2	Acetylene	0				
CO	Carbon Monoxide	346				
CO2	Carbon Dioxide	22430	4			
N2	Nitrogen	92982				
O2	Oxygen	7258				
	TDCG	633				
	Total Gas	123303				

Interpretive or Key Gas Method (present sample only) indicates:

- Hydrogen within normal limits (<1500ppm).
- **Methane ≥ 80ppm. Possible local overheating, possible low energy spark.**
- Ethane within normal limits (<35ppm).
- Ethylene within normal limits (<150ppm).
- Acetylene within normal limits (<7ppm).
- Carbon Monoxide within normal limits (<1000ppm).
- **Carbon Dioxide ≥ 10000ppm. Possible thermal decomposition of cellulose.**

Rogers' Ratios (present sample only) indicates:

CH4/H2	4.36	Code=2	
C2H6/CH4	0.09	Code=0	
C2H4/C2H6	0.00	Code=0	► Slight overheating < 150C
C2H2/C2H4	0.00	Code=0	
CO/CO2	0.02		

IEEE/ANSI C57.104-2008 Guidelines (present and 1st prior samples only) suggest:

No prior sample found for this location and serial number.
 Please call if you feel this is an error.

Note: Our test results apply only to the sample or samples tested. Northern Technology and Testing, Inc. does not bear the burden of the results of the sample received by this laboratory nor the results of all test material in the event that the sample was taken. The analysis, opinions, or interpretations contained in this report are based upon methods and information supplied by the client. Any interpretations or opinions expressed are the best judgment of Northern Technology and Testing, Inc. Northern Technology and Testing, Inc. assumes no responsibility for errors in the laboratory or representation, expressed or implied, due to the conditions, procedures, proper operation, or maintenance of any equipment or other property for which the report may be used or intended for any reason whatsoever. NTT assumes no responsibility for foreign lab data when provided by a customer.

Figura IV.9. Certificado de análisis realizado por NTT, sobre el resultado de gases disueltos.

UNIDAD	AÑO	PRUEBAS	RESULTADOS	EXPECTATIVAS DE VIDA				
				DP	vida utilizada %	vida en años	vida restante en años	vida teórica en años
10MVA	2012	Gases Disueltos	Pequeñas descargas parciales, más fallas térmicas inferiores a 150°C, que produce sobrecalentamiento en la celulosa.	570.341	24.392	6.098	18.902	5.33
		Rigidez Dieléctrica	Aceptable 36.6kV					
		Resistencia de aislamiento	NO					
		Número de neutralización	NO					
	2013	Gases Disueltos	Pequeñas descargas parciales, más fallas térmicas inferiores a 150°C, que produce sobrecalentamiento en la celulosa.	563.158	25.306	6.327	18.673	5.88
		Rigidez Dieléctrica	36.8kV					
		Resistencia de aislamiento	NO					
		Número de neutralización	NO					
	2017	Gases Disueltos	Pequeñas descargas parciales, más fallas térmicas inferiores a 150°C, que produce sobrecalentamiento en la celulosa.	555.667	26.272	6.568	18.432	7.56
		Rigidez Dieléctrica	42 kV					
		Resistencia de aislamiento	NO					
		Número de neutralización	0.0135 mg KOH/gr Aceptable					
Color		1.0 Aceptable						

Tabla IV.7. Resumen de pruebas para transformador de 10 MVA para los años 2012,2013 y 2017.

Capítulo V: Análisis de resultados y estimación de la vida útil.

5. Vida del transformador de potencia y vida del aislamiento sólido.

El papel es el aislamiento sólido que utilizan los grandes transformadores de potencia, este es conocido como papel pressboard (cartón prensado), este es un papel de muy alta calidad que proporciona excelentes características de impregnación de aceite. El papel aislante este fabricado en un 100 % de pulpas de madera seleccionado mediante un proceso Kraft. Debido a sus buenas características de impregnación de aceite posee un excelente rendimiento en los campos eléctricos, es uniforme, tiene una alta rigidez mecánica, es flexible y una mayor rigidez dieléctrica que la de un aceite mineral y sin duda es el aislamiento sólido más económico para la refrigeración en aceite de los transformadores de potencia. [V.1]

El pressboard se fabrica en dos versiones, papel fino que envuelve los conductores y planchas gruesas de cartón o cilindros gruesos que aíslan unos arrollamientos de otros.

La vida de los transformadores de potencia está relacionada con el proceso de degradación de la resistencia mecánica del papel, conocer el remanente de la vida de los transformadores puede ser un factor determinante para la gestión del riesgo asociado con la confiabilidad de la red transmisión, y claro está para una buena calidad en el servicio eléctrico.

Un transformador llega al final de su vida cuando es incapaz de cumplir con su función de suplir potencia y ser un enlace entre las diferentes etapas de un sistema de potencia que está a diferentes niveles de tensión.

En general los transformadores de potencia son máquinas muy confiables cuyos diseños pueden durar entre 20 a 35 años, con una vida mínima de 25 años en un intervalo de temperatura entre 65 a 95 °C [V.2]. Sin embargo, la vida de un transformador de potencia de potencia podría llegar a 60 años con los mantenimientos correctos y además en función de la fecha de fabricación ya que se ha observado en transformadores de fabricación más recientes un tiempo promedio de vida de cerca de 15 años.

Entonces el papel impregnado con aceite se utiliza en mayor medida como el material aislante sólido de los transformadores, y como ya se mencionó alguna de sus características lo hacen excelente para su función, así como su bajo costo debido a esto se dice que: “La vida del transformador es la vida del papel “y esto tiene más incidencia si se considera que el papel aislante se trata como el eslabón más débil en la cadena de cualquier sistema de transmisión. Debido a esto se ha puesto especial atención en el estudio físico-químico de este, así como también en el efecto de la temperatura.

Entonces, el término “vida” se hará uso como referencia para la vida calcula del aislamiento sólido y no la vida real del transformador, la relación entre la vida del transformador de potencia y la vida del aislamiento aún no se tiene definida hasta el momento de la redacción de este estudio, incluso hay casos donde la vida del transformador puede superar la vida del aislamiento bajo ciertas condiciones como se dijo ya previamente el correcto mantenimiento de este puede extender sus expectativas de vida.

Estimar de forma exacta o absoluta la vida remanente de los transformadores es complejo ya que implica muchas suposiciones, una clara hipótesis de vida final y conocer cuáles serían las condiciones de fatigas futuras. Sin embargo, se pueden establecer tres puntos de vida final para los transformadores de potencia:

5.1 Punto de final de la vida de los transformadores de potencia [v.3]

Final de vida técnico: es cuando el transformador debe ser puesto fuera de servicio, por problemas técnicos, físicos o debilitamiento de la integridad del transformador.

Final de vida estratégico: esto puede ser debido a cambios en la cargabilidad, tensión de servicio o variación de la capacidad de cortocircuito generalmente en transformadores viejos.

Final de vida económico: por las condiciones económicas de la empresa a cargo del transformador, gestión de pérdidas o costo de mantenimiento.

5.2 Punto de final de vida del aislamiento

Para definir el punto de vida final del aislamiento, esto se debe hacer en términos cuantitativos del material, como la rigidez mecánica, resistencia a la rotura, elongación de ruptura, así como también podría ser una propiedad eléctrica, resistencia dieléctrica, o una propiedad química como el grado de polimerización, el punto final puede ser el valor absoluto de la propiedad o porcentaje de esta.

Durante al menos 60 años se ha reconocido que el envejecimiento térmico del aislamiento sólido del transformador deteriora sus propiedades mecánicas.

En el pasado. Todas estas condiciones se han cumplido más comúnmente por una llamada definición de final de vida para el 50% deterioro de la rigidez mecánica del papel aislante después del envejecimiento en un recipiente cerrado herméticamente, en aceite, por lo general en presencia de cobre o de conductor de aluminio y de acero de núcleo, pero siempre con una baja humedad y contenido de oxígeno en el sistema.

Debe ser obvio que la característica física del aislamiento que se relaciona más estrechamente con la funcionalidad en un devanado de transformador es la rigidez dieléctrica. Esa no se eligió como la característica medible porque se ha encontrado que la resistencia dieléctrica del papel de aislamiento del conductor se deteriora extremadamente lentamente si el aislamiento no se altera mecánicamente. Por lo tanto, se eligió una propiedad mecánica, y la rigidez mecánica demostró ser la más sensible. [V.4]

Entonces inicialmente se tomaba un 50 % de pérdida en la rigidez mecánica del papel como punto final de vida, mas, sin embargo, esto parece ser un defecto en la definición, ya que el 50% de deterioro de la fuerza para un papel inicialmente débil podría tener una fuerza absoluta menor que el deterioro del 25% para un papel inicialmente fuerte.

Actualmente el valor que se utiliza para contemplar el punto final de vida del aislamiento es de 20% o cerca de un grado de polimerización de 200, en este punto se dice que el papel aislante ha perdido sus propiedades mecánicas más útiles.

El grado de polimerización (DP) representa el número de monómeros β de glucosa ($C_6H_{10}O_5$), es decir que tanto se ha descompuesto una cadena de celulosa en anillos de glucosa u otros compuestos; ya que existen tres mecanismos que contribuyen a la degradación de la celulosa originando así diferentes compuestos y gases entre ellos, moléculas de agua (H_2O), Hidrógeno (H_2), Metano (CH_4), Etano (C_2H_6), Etileno (C_2H_4), Acetileno (C_2H_2), Monóxido de carbono (CO), Dióxido de carbono (CO_2), Oxígeno, entre otros de los cuales solo se han mencionado los más relevantes. Para conocer estos procesos de envejecimiento primero se debe conocer la composición del material aislante en este caso la celulosa.

5.2.1 Mecanismos que contribuyen a la degradación de la celulosa de los transformadores en operación.

Hidrólisis.

El puente de oxígeno entre los anillos de glucosa se ve afectado por el agua provocando la ruptura de la cadena y la formación de dos grupos $-OH$, y como resultado directo la reducción del grado de polimerización debido al rompimiento de las cadenas de celulosa y debilitamiento de las fibras, esto da origen a cadenas más cortas y liberación de moléculas de glucosa.

La glucosa al verse posteriormente afectada por la oxidación tiene otra reacción y esta deriva en la pentosa y está a su vez por la hidrólisis se descompone en 3 moléculas de agua ($3 H_2O$), CO, CO_2 , algunos ácidos y unos compuestos llamados furanos que son producto directo del envejecimiento del papel y no del aceite.

El CO y CO_2 son los últimos componentes de la degradación del papel y cartón y en menor cantidad son productos de la degradación del aceite

Oxidación

El oxígeno ataca los átomos de carbono en la molécula de la celulosa para formar aldehídos y ácidos liberando agua, CO y CO_2 , los enlaces de los anillos se debilitan y por consecuencia el DP decae. El agua liberada por este mecanismo también puede contribuir al efecto del hidrólisis, de manera que se puede decir que la hidrólisis es un proceso auto acelerado.

La despolimerización oxidativa es catalizada por radicales hidroxilos (OH), que se producen por la descomposición del peróxido de hidrógeno (H_2O_2) y de hidroperóxidos orgánicos (ROOH). El peróxido de hidrógeno se puede formar a partir de la oxígeno y agua por la reacción catalizada por cationes de metales de transición (CU^+ , CU^{+2} , Fe^{+2} , Fe^{+3})

Pirolisis

El calor en extremo producirá carbonización de las fibras de celulosa, pero a niveles menores (<140 °C) contribuye a la descomposición de los monómeros individuales o anillos en la cadena de la celulosa se forman residuos sólidos y se liberan gases, vapor de agua, CO , CO_2 , e H_2 y por consecuencia de nuevo el DP se ve reducido.

En un transformador real todos estos procesos ocurren en simultáneo, cada uno de estos procesos depende de la temperatura y de las condiciones (como los niveles de oxígeno y agua).

5.2.2 Correlación entre la temperatura y la vida del aislamiento

Los siguientes factores primarios afectan la reducción del DP.

La temperatura, esta se ve expresada en la fórmula para el cálculo de la vida del envejecimiento del aislamiento planteada por Dakin [V.5] que a su vez se deriva de una de las leyes de Arrhenius tomadas por IEC y Montsinger para las guías de carga que dicen que el envejecimiento en el aislamiento de un transformador es el doble por cada 6 °C en el rango de 100 – 110 °C y cada 8°C arriba de 120 °C esto es una simplificación de esta ley usadas por el IEEE/IEC esto en palabras simples que la rigidez mecánica del aislamiento sólido se ha reducido en un 50% tal como se mencionó anteriormente.

Entonces el envejecimiento puede ser descrito por la relación de Arrhenius siguiente.

$$\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0} = A * e^{\frac{-E_A}{RT}} * t \quad \text{Ec.V.1}$$

Donde,

DP_0 es el grado de polimerización inicial

DP_t es el grado de polimerización medido

A es una constante dependiente del entorno químico

E_A es la energía de activación

R es la constante molar de los gases

T es la temperatura en K

De esta ley de Arrhenius, Dakin comprobó experimentalmente la relación de la temperatura en el envejecimiento del aislamiento,

$$K_0 = A * e^{\frac{-B}{T}} \quad \text{Ec. V.2}$$

Donde B es una constante de regresión generalmente 15000.

Si aplicamos logaritmo a ambos lados de la ecuación 2V:

$$\ln(K_0) = -\frac{B}{T} + \ln(A) \quad \text{Ec. V.3}$$

Guías de carga IEEE Std 57.91 [V.6]	
$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_H \text{ (E.1)}$	θ_H : Punto más caliente del devanado del transformador. θ_A : Temperatura ambiente. $\Delta\theta_{TO}$: Diferencia de temp. Entre la temperatura del aceite en la parte superior de la cuba y la temp. Ambiente. $\Delta\theta_H$: Diferencia de temp. Entre el punto más caliente del devanado y la temperatura del aceite en la parte superior de la cuba.
$\Delta\theta_H = (\Delta\theta_{H,u} - \Delta\theta_{H,i}) \left[1 - e^{\frac{-t}{\tau_w}} \right] + \Delta\theta_{H,i} \text{ (E.2)}$ $\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,u} - \Delta\theta_{TO,i}) \left[1 - e^{\frac{-t}{\tau_{TO}}} \right] + \Delta\theta_{TO,i} \text{ (E.3)}$	Donde i y u son los valores iniciales y finales respectivamente. τ_w : cte. de tiempo del devanado τ_{TO} : cte. de tiempo del aceite
$\Delta\theta_{TO,x} = \Delta\theta_{TO,r} \left[\frac{K_x^2 R + 1}{R + 1} \right]^n \text{ (E.4)}$ $\Delta\theta_{H,x} = \Delta\theta_{H,r} K_x^{2m} \text{ (E.5)}$	x: se sustituye por u o i, ya sea el caso para el que se quiere calcular. r: donde r son valores a carga nominal K: relación de potencia del equipo con respecto a la potencia nominal.

	<p>R: relación de las pérdidas a carga nominal con respecto a pérdidas en vacío.</p> <p>n y m: constantes dependientes del sistema de enfriamiento</p>
$Vida(p.u) = 9.80 * 10^{-18} e^{\left[\frac{15000}{\theta_H+273}\right]} \quad (E.6)$ $F_{AA} = e^{\left[\frac{15000}{383} + \frac{15000}{\theta_H+273}\right]} \quad (E.7)$	<p>El IEEE propone esta fórmula para calcular la vida del aislamiento en p.u en base al punto más caliente del transformador.</p> <p>Y el factor de aceleración del envejecimiento (F_{AA}), este es mayor que 1 cuando la temp. en el punto más caliente es 110°C sugiere pérdida de vida y es menor a 1 para temp inferiores a 110°C e implica “extensión de vida”</p>

Tabla V.1. una tabla resumen de las guías de carga del IEEE enfocado en el método de estimación de vida de los transformadores inmersos en aceite.

El modelo de Dakin se basa en la tasa de reacción química de Arrhenius y asume el envejecimiento debido a la fatiga eléctrica, mecánica y el entorno no tiene un impacto notable en la vida del aislamiento durante operación normal.

Este modelo lo que expresa es una fatiga simple (temperatura) es el que más se utiliza en el análisis de fatiga por temperatura en aislamiento eléctrico. Sin embargo, al solo considerar el debilitamiento mecánico por el estrés térmico, es decir por la influencia de la temperatura, se está sobre enfatizando mucho en las tecnologías de los transformadores más sin embargo es escasa la información relacionada a fallas que se atribuyen a fallos primarios como consecuencia del envejecimiento térmico del aislamiento sólido no así eventos como sobretensiones y fallos en el sistema son más perjudiciales que el envejecimiento a largo plazo.

Guías de carga, estas están basadas como se mencionó en la de Arrhenius que posteriormente retomó Dakin no se puede hablar de la vida del aislamiento sin mencionar estas guías basadas en la temperatura en el punto más caliente (θ_H) del devanado del transformador.

La guía de carga para transformadores inmersos en aceite de IEC coincide en la ecuación V-1 con la del IEEE y ambas se basan en el modelo de Dakin (Arrhenius).

La ecuación para estimación de la vida del aislamiento proporcionada por la guía de carga IEC [V-7]

$$\text{Tasa de envejecimiento relativo} = V = 2^{\frac{\theta_H - 98}{6}} \quad \text{Ec. V.4}$$

Algunas comparaciones entre la norma IEEE y IEC:

La IEC se aplica principalmente a papel no térmicamente enriquecido, mientras que la IEEE menciona en ANEXO D que estos pueden considerarse similares, entonces se puede usar las fórmulas de la tabla V-2.

El punto de temperatura caliente en IEC está limitado a 98° C a una temperatura ambiente de 20 °C por otro lado la IEEE toma como referencia 110 °C con una referencia del ambiente de 30°C. En IEC la temperatura no puede ser nunca mayor a 140°C y que el modelo planteado por Dakin no es aplicable debido a la generación de gases que se liberan del aislamiento, mientras que la guía IEEE permite valores hasta de 180°C

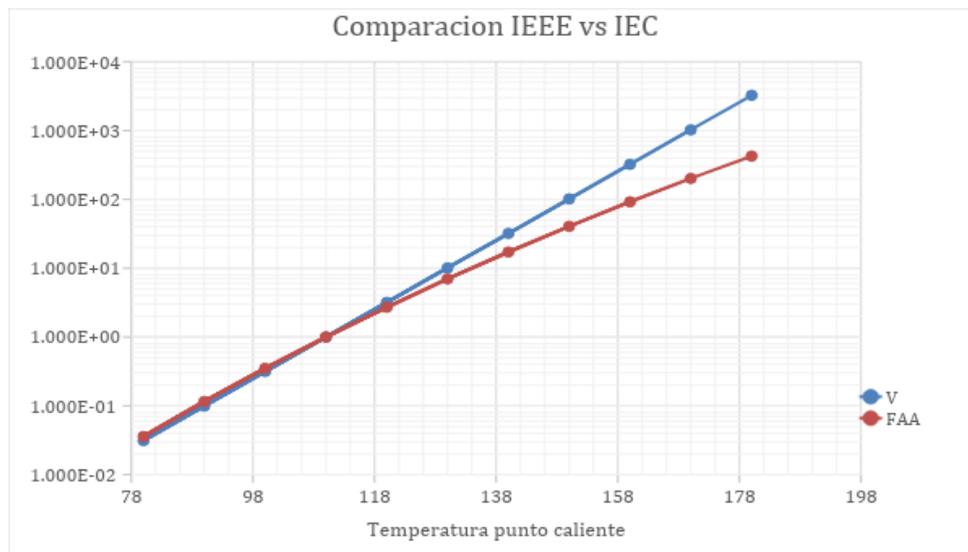


Figura V.1 Comparación de tasa de envejecimiento relativo contra el factor de aceleración de envejecimiento, la ecuación EC. V.4 se modificó de tal manera que tomara 110°C como punto caliente en lugar de 98°.

Se puede observar que cerca del valor de 115°C ambos gráficos se comienzan a dispersar esto debido a que cada guía de carga fue elaborada con una clase de papel aislante distinto por ende sus modelos son diferentes debido a que cada uno cuenta con consideraciones diferentes.

En resumen.

El método planteado en esta sección basada en las guías de carga del IEEE/IEC es de fácil aplicación, pero impreciso ya que solo se toma en cuenta la temperatura como agente degradante y se ignoran los demás efectos que están presentes en el ciclo de servicio de los transformadores.

El factor B a pesar de haber un consenso sobre este (15000) este está ligado íntimamente con los cambios de temperatura y la energía de activación y entre otros efectos (E_A varía de 85 kJ/mol degradación en vacío, 50-65 kJ/mol por oxidación y 120 kJ/mol por hidrólisis), debido a estos efectos impredecibles pero que siempre están presentes en los transformadores este factor introduce un error apreciable en este método de estimación.

La ecuación de Dakin-Arrhenius involucra únicamente la variación de la temperatura en el punto más caliente como ya se mencionó reiteradamente, pero en los transformadores reales se presentan todos los efectos mencionados en la sección anterior, hidrólisis, oxidación y pirolisis sin contar con otros fenómenos no lineales que pueden estar presentes. Entonces alterando la expresión de la ecuación 1Q se puede obtener una ecuación no lineal de Arrhenius:

$$\eta_{Tot} = \left(A_{Oxi} e^{\frac{-E_{Oxi}}{RT}} + A_{Hidro} e^{\frac{-E_{Hidro}}{RT}} + A_{Piro} e^{\frac{-E_{Piro}}{RT}} \right) \quad \text{Ec. V.5}$$

η_{Tot} : *representa la relación entre la división de la cadena de celulosa y el DP medio*

La fórmula EC. V.5 es un método más real de los fenómenos ocurridos en un transformador en servicio, por ende, estos se consideran no lineales. El factor A que depende del ambiente y de la misma energía de activación para cada proceso se añade, así como la energía de activación que despierta cada uno de estos procesos. El envejecimiento del aislamiento depende para este caso del inverso de la temperatura y el proceso dominante depende eso esa misma. Como se muestra a continuación:

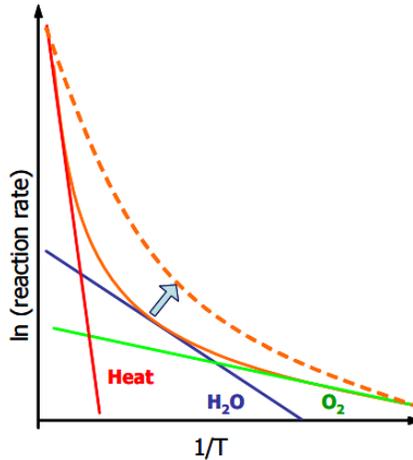


Figura V.2. Gráfico del comportamiento de los diferentes métodos de envejecimiento, la flecha indica cómo estos efectos se ven incrementados por el incremento del factor A debido a la hidrólisis. [V-1] ya que como se mencionó este es un proceso auto acelerado que tiene gran repercusión en la degradación de la vida del aislamiento.

5.2.3 Equilibrio de la humedad en el sistema papel-aceite en transformadores.

La presencia de humedad en el aislamiento del transformador sólido y líquido juega un papel crítico en la vida del transformador.

a) El agua en el aceite

El aceite aislante de los transformadores de potencia tiene poca afinidad con la humedad, la solubilidad de este incrementa con la temperatura normalmente para aceites de transformadores nafténicos (compuestos de carbono e hidrógeno). El agua puede existir en el aceite de transformadores en tres estados. En casos prácticos, la mayoría del agua en el aceite se encuentra en estado disuelto.

Existen ciertas discrepancias al examinar el contenido de humedad utilizando diferentes técnicas de medición sugieren que también existe agua en el aceite fuertemente unida a las moléculas de aceite, especialmente en el aceite deteriorado. Cuando la humedad en el aceite excede el valor de saturación, habrá precipitado de agua libre en el aceite o gotas.

b) El agua en el papel.

El agua en papel puede encontrarse en diferentes estados, puede ser absorbida por la superficie, como vapor de agua, como agua libre en los capilares. El papel puede contener mucha más humedad que el aceite, por ejemplo, un transformador de potencia de 150 MVA, 400 kV con siete toneladas de papel puede contener hasta 223 kg de agua. Este mismo puede contener hasta 80,000 litros de aceite y para una concentración de 20 ppm de humedad, la masa total de humedad es de 2 kg mucho menos que la humedad en el papel. La humedad generalmente se expresa en % y se calcula el peso de la humedad dividida entre el peso del papel en el aceite seco. [V-8]

Como ya se estudió previamente en la sección **5.2.1** el problema de la hidrólisis es que fomenta la generación de agua (H_2O) y esta a su vez contribuye a la degeneración del papel tal como se mostraba en la **figura V-2** que en conjunto con todos los fenómenos que ocurren en el interior del transformador, destruyendo así la cadena de celulosa hasta el punto en que comienza la generación de furanos. La descomposición de la celulosa genera diferentes compuestos como agua (H_2O), gases como dióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO) los ya mencionados furanos entre otros compuestos, pero la aparición de furanos implica directamente que la cadena de celulosa se ha deteriorado. Es decir que ha perdido sus cualidades mecánicas las cuales sabemos que sirven como criterio para definir el punto de vida final de aislamiento.

5.3 Tecnología de diagnóstico de la vida de los transformadores de potencia

Como ya se estableció en la sección **5.2.2** donde se abordó el desarrollo de la ecuación de Dakin-Arrhenius con la cual se fundamentan las guías de cargas IEEE/IEC que es el método de más fácil aplicabilidad ya que como se demostró en la sección mencionada y se extendió más a detalle sus pros y contras y su variación debido a que se considera exclusivamente el efecto de la temperatura para la estimación de la vida útil de los transformadores. Ahora en esta sección se mostrará más minuciosamente el análisis físico-químico para establecer la vida útil de los transformadores de potencia.

Estos se basan en el estudio de del furanos para el cálculo de grado de polimerización de la celulosa, así como el estudio del dióxido de carbono y monóxido de carbono a un nivel más

profundo, pero sin perder en enfoque y poder estimar la vida del aislamiento. Esto se representa mejor en el esquema que se presenta a continuación.

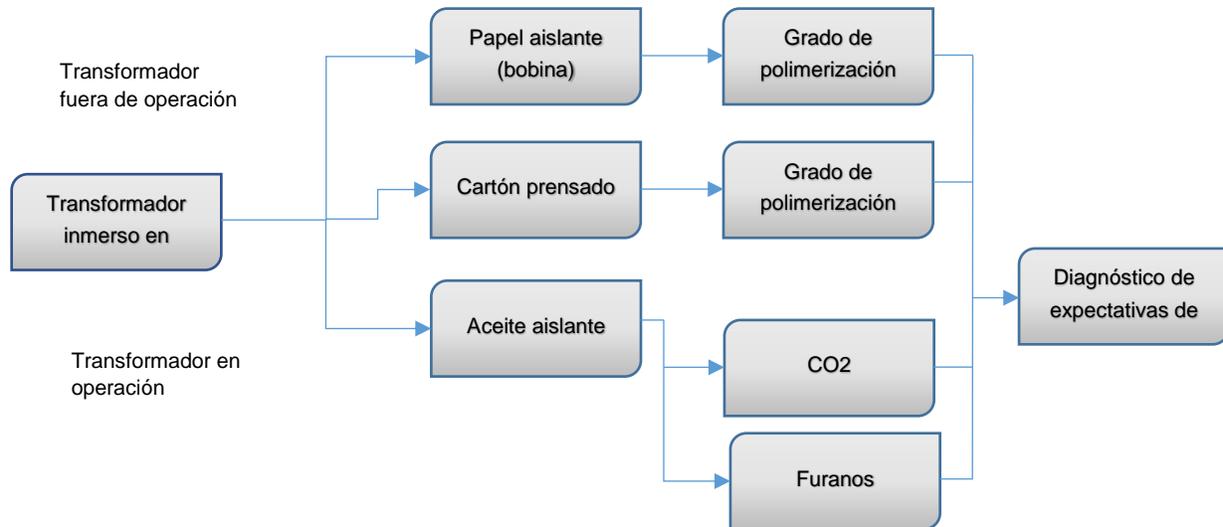


Figura V.3. Procedimiento de diagnóstico de vida útil del transformador.

Lo que se describe en la **figura V.3** para un transformador inmerso en aceite que se encuentre fuera de operación se pueden realizar pruebas tomando muestras del papel aislante, así como del cartón prensado con el fin de analizarlas y conocer el grado de polimerización. En operación las pruebas que se pueden realizar son análisis de gases disueltos y de furanos en el aceite. Cabe resaltar que bajo condiciones de operación entonces lo que se espera obtener son gases y partículas que se han desprendido del papel (Furanos , CO_2 y CO) y son a los que hay que prestar atención cuando lo que se busca es establecer cuanto más puede seguir en operación el transformador.

5.3.1 Muestreo directo del papel aislante

El estándar que rige el análisis de estos compuestos es la ASTM D-4243-99, con esto se puede evaluar el estado del aislante sólido en los transformadores que protege las bobinas. Además del estándar ASTM existe una norma IEC [V-9] para la medición del valor promedio del grado de polimerización mediante la medición del viscosímetro, pero esto implica tomar una muestra del interior del transformador.

Lo que se busca establecer con este método es la obtención del cálculo del grado de polimerización para así poder estimar la vida útil del transformador de potencia. Este método a pesar de ser el más exacto (muestreo del papel aislante) para la industria presenta muchas complicaciones como tener que des encubar el transformador lo cual implica tiempo y dinero, por esta razón no puede considerarse como una prueba rutinaria ni de control debido a la complejidad de esta.

Otra complicación del método es que la información está relacionada con el lugar de donde se tome la muestra y no provee información global del aislamiento ni de las condiciones críticas de este Bozzini desarrollo y demuestra este comportamiento tal como se ve en el ejemplo siguiente extraído del experimento desarrollado por Bozzini y plasmados en “Transformer ageing diagnosis by means measurements of the degree of polymerization result of new experiments” [V.10]

Ejemplo de la importancia de la zona donde se toma una muestra de papel para el análisis del grado de polimerización.

Transformador trifásico de 16 MVA, 6/30/70 kV auto refrigerado, este transformador fallo luego de 14 años en servicio.

A los mismos niveles, se tomaron muestras de los tres devanados.

Situación	número de capas de papel	Devanado							
		6 kV		30 Kv			70 kV		
		I	E	I	M	E	I	M	E
Superior	1	295	310		225		310	290	320
	2	325	325	(*)	250	(*)	320	295	330
	3	320	330		250		325	310	340

	4	325	360		265		320	312	345
	5	X	X		X		315	305	340
Sobre 1/3	1	315	330	220	190	240	220	215	290
	2	350	350	240	200	250	235	255	305
	3	340	335	245	210	260	235	235	295
	4	350	405	235	215	240	235	230	280
Mitad	1	315	345	210	210	300	215	210	265
	2	345	360	225	215	315	240	215	280
	3	350	355	230	215	310	245	220	280
	4	370	425	220	210	270	225	230	280
bajo 1/3	1	305	345	250	235	320	260	240	285
	2	340	370	265	255	340	270	255	290
	3	365	370	270	265	335	275	255	290
	4	410	425	250	255	X	265	265	275
Fondo	1	335	360	315	330	X	410	410	410
	2	345	380	340	370	X	415	400	420
	3	360	370	355	370	X	405	420	420
	4	435	400	340	355	X	415	405	415
	5	X	X	X	X	X	400	425	420

Tabla V.2. Resultados de las mediciones en los puntos indicados [V.10].

(*) Capas de papel mezcladas, resultados promedio para el aislamiento de vuelta en su totalidad en ese punto.

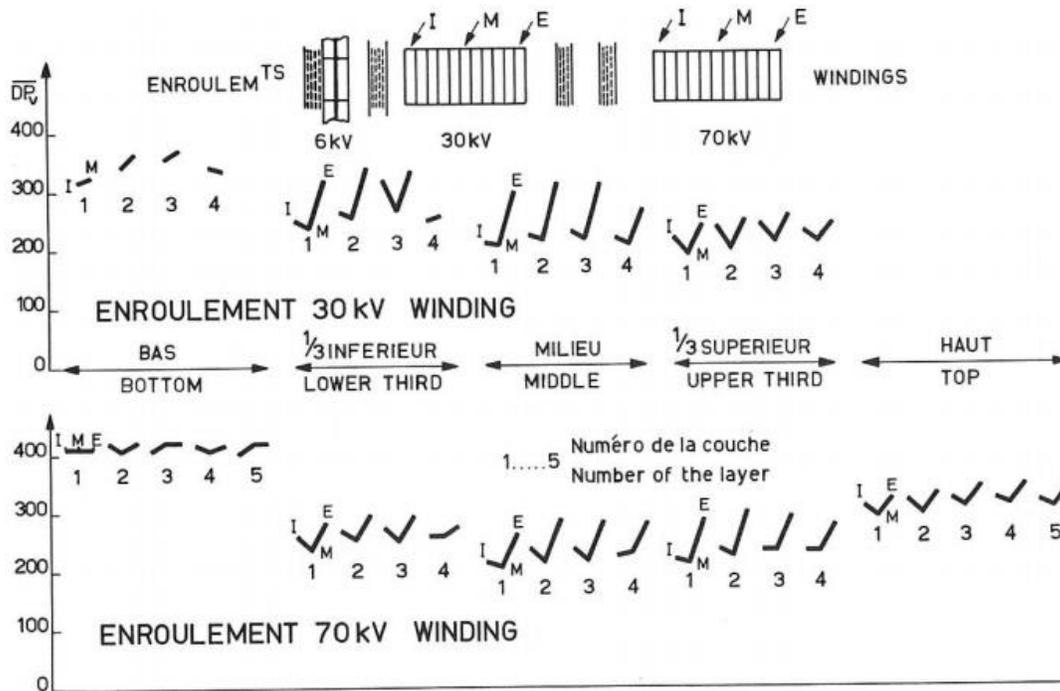


Figura V.4 distribución radial del DP, para los devanados de 30 kV y 70 kV [V.10].

Como se mencionaba se puede observar que el DP varía en función del lugar donde se toma la muestra, entonces incluso el método de muestreo directo puede presentar discrepancia en función del lugar donde se adquiera la muestra generalmente es en la capa más externa y cómo podemos observar y esta es la que presenta mayor valor de DP ya que es la que está más expuesta.

Entonces el método a pesar de ser también un método aproximado sin lugar a duda será el más exacto, y con la aplicación de técnicas probabilísticas que ayuden a reducir el margen de error del promedio de las muestras tomadas se sustentará más aún dichos resultados. Sin embargo, como se mencionó es el más complicado de realizar e implicaría costos que seguramente que seguramente las empresas dueñas de los transformadores preferirán evitar.

5.3.2 Análisis de furanos

La norma que rige el método para análisis de furanos es la ASTM D-5837, lo que se busca establecer es que tanto se ha degradado la cadena de celulosa como para que exista este compuesto, ya que como se vio previamente la existencia de furanos implica degradación de la

celulosa a diferencia de los otros compuestos que se generan en el aceite **furanos implica envejecimiento del papel aislante y pérdida de sus características mecánicas.**

Al presentarse sobre temperaturas en el devanado, por sobrecarga o debido a fallas en el transformador se han encontrado en diferentes estudios cantidades considerables de compuestos furánicos disueltos en el aceite. Además de la temperatura a la que se degrada la celulosa cabe recordar que uno de los mecanismos de envejecimiento y cual es más acelerado forma de manera directa compuestos furánicos, esto es la hidrólisis como ya se viene mencionando, esto en conjunto con el oxígeno da origen a la fuente de mayor importancia para nuestro estudio, es decir, el furano tipo 2-FAL (furaldehído o furfural) en transformadores en operación.

Bajo el nombre de compuestos furánicos se engloban una serie de compuestos químicos que se producen por degradación del papel y que aparecen en diferentes concentraciones las cuales se resumen en la siguiente tabla:

Compuesto	Concentración
2-Furfural (2 FAL)	98.2 %
5-Hidroximetil-2-Furfural (5H2F)	2.8%
2- Acetylfurano (2-ACF)	1.2%
5- Metil-2-furfural (5M2F)	8.3%
2- Furfurol (2FOL)	1%

Tabla V.3. Compuestos furánicos individuales.

Se puede agrupar la población de transformadores de potencia en dos tipos en base al tipo de aislamiento, y se pueden discriminar en dos tipos de transformadores los que cuentan sin papel térmicamente enriquecido y los que cuentan con papel térmicamente enriquecido. Este análisis de furanos basado específicamente en el compuesto 2 FAL presenta una alta concentración en el papel no térmicamente enriquecido y de los otros compuestos en general. Para la estimación de

la vida del papel térmicamente enriquecido es necesario utilizar todos los compuestos furánicos mientras que el no térmicamente enriquecido solo necesita del compuesto 2 FAL.

Existen muchos modelos que relacionan el grado de polimerización con el contenido de furanos en el aceite. En la siguiente figura podemos observar su comportamiento.

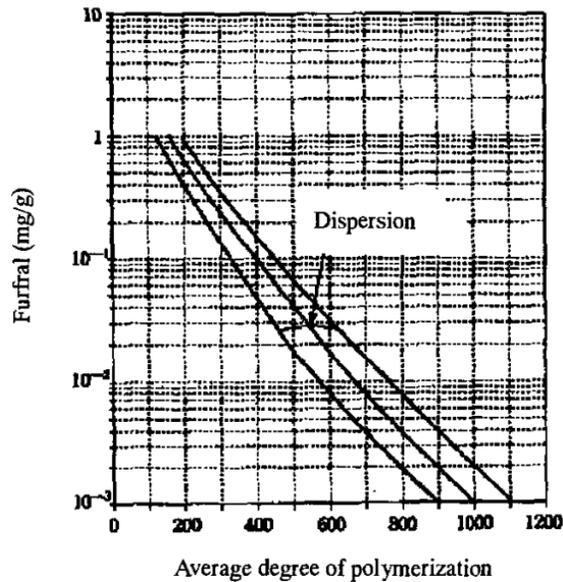


Figura V.5 Relación entre el grado de polimerización y los furanos. [V.11].

5.3.3 Análisis de gases (CO y CO₂)

Cuando disminuye el grado de polimerización promedio, CO, CO₂ y furanos son generados del papel aislante. Y se puede relacionar el grado de polimerización con el grado de polimerización tal como se muestra en la siguiente figura.

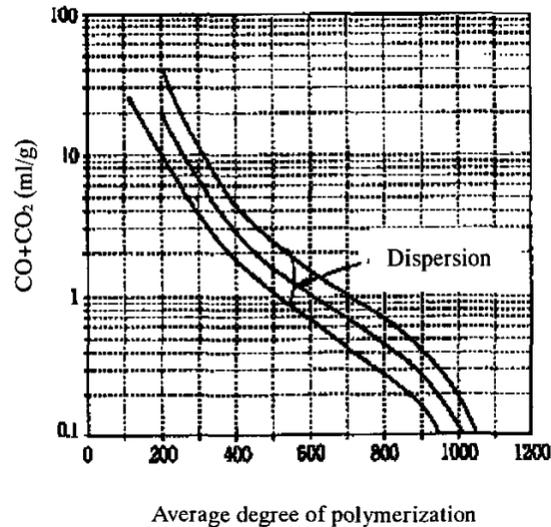


Figura V.6 Relación entre el grado de polimerización y el contenido de $CO + CO_2$ [V.11].

Si comparamos el gráfico de la **figura V.5 con la V.6** podemos notar la curva que relaciona los furanos con el DP es más lineal que la del $CO + CO_2$ por eso es el método predilecto no invasivo para la estimación de la vida útil de los transformadores, ya que este es más sensible a la relación con el DP.

Además la generación del $CO + CO_2$ también forma parte de la descomposición del aceite pero en menor medida, aún sigue siendo el segundo método no invasivo que puede brindarnos una estimación de la vida útil del transformador de potencia siempre y cuando cumpla las siguientes condiciones.

1. El método es aplicable únicamente para transformadores que no han sido desgasificados ni abiertos en un lapso de tiempo de al menos 10 años.
2. Debido a las propiedades del papel se deberá usar un factor de corrección por temperatura para ajustar la concentración de gases $CO + CO_2$.
3. Es deseable que se cuenten con un histórico de la generación de estos gases para así marcar una mejor tendencia y darle más sustentabilidad al método.

4. Es indispensable tomar la temperatura del aceite a la que se le aplicó el método de análisis de gases (DGA).

El fenómeno de absorción.

El fenómeno de absorción de esos gases y líquidos en el aislamiento del papel debe aclararse antes de que el método se ponga en uso práctico. Por ejemplo, se observa ampliamente que la concentración de gas CO₂ en el aceite es menor a medida que disminuye la temperatura del aceite del transformador, con resultados de medición en verano e invierno que difieren en un factor de hasta 2. [V-12]

La falta de consideración del fenómeno es uno de los motivos por los cuales la estimación de la esperanza de vida basada en el gas CO₂ se ha considerado poco confiable, se aclarará en la continuación el fenómeno de absorción para hacer que el análisis de gases disueltos sea más confiable. En el documento [V-12] se realizó el experimento donde se observa el comportamiento del fenómeno de absorción en gases tal como se describe brevemente.

Absorción de gases.

La concentración de los gases se eligió de la siguiente manera; CO₂ = 10,000 ppm, CO = 1,000 ppm (1/10 del CO₂), los otros gases = 200 ppm. La concentración real se confirmó como 10,900 (CO₂), 845 (CO) y 150-300 (otros gases), respectivamente, mediante análisis realizados inmediatamente después de la inyección. Esas figuras se usaron como valores iniciales. Luego el contenedor se mantuvo a temperaturas entre 30 y 100 ° C, y se probó la concentración de equilibrio de los gases disueltos.

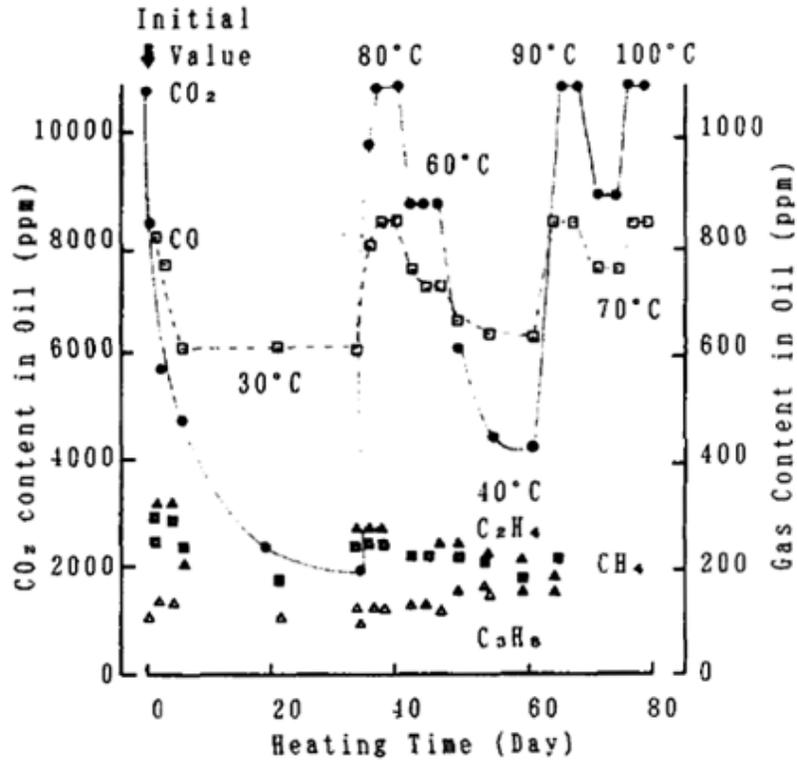


Figura V.7 Cambios en la concentración de gases.

La figura V-7 muestra el cambio en la concentración de los gases en el aceite. La temperatura del aceite se cambió en el orden de 30 ° C-> 80 ° C-> 60 ° C-> 40 ° C-> 90 ° C-> 70 ° C-> 100 ° C. Los gases de CO₂ y CO mostraron cambios apreciables en la concentración dependiendo de la temperatura, mientras que los gases de hidrocarburo mostraron muy pocos cambios.

El CO₂ y el CO mostraron una mayor concentración a medida que aumentaba la temperatura del aceite. El hallazgo estuvo de acuerdo con la experiencia de campo en que la concentración de CO₂ y CO en transformadores en operación en el campo usualmente aumenta en verano y disminuye en invierno. Del hallazgo se concluye que el hecho fue causado por el fenómeno de absorción.

La concentración de CO₂ y CO mostró valores muy cercanos a los valores iniciales a 80 ° C y 90 ° C, lo que significa que esos gases no fueron absorbidos en el papel a temperaturas superiores a 80 ° C. En el experimento que se muestra en la **fig. V.7**, la absorción y la liberación de CO₂ y CO se repitieron. El CO mostró una mayor velocidad de absorción y liberación que la

de CO₂. Parecía haber sido causado por el hecho de que la energía de absorción del CO era menor que la del CO₂.

Absorción del furano

La **figura V-8** muestra la relación entre los días de calentamiento y el Furfural residual en el aceite. En el caso de transformadores reales, el Furfural se genera en papel aislante por descomposición de papel y se difunde en aceite aislante. La concentración de Furfural alcanza el equilibrio después de un cierto período de tiempo. En el experimento, el proceso de absorción de Furfural en aceite en papel aislante se rastrea midiendo la cantidad residual de furfural en aceite. En otras palabras, el proceso de absorción se invierte en comparación con el caso de los transformadores reales.

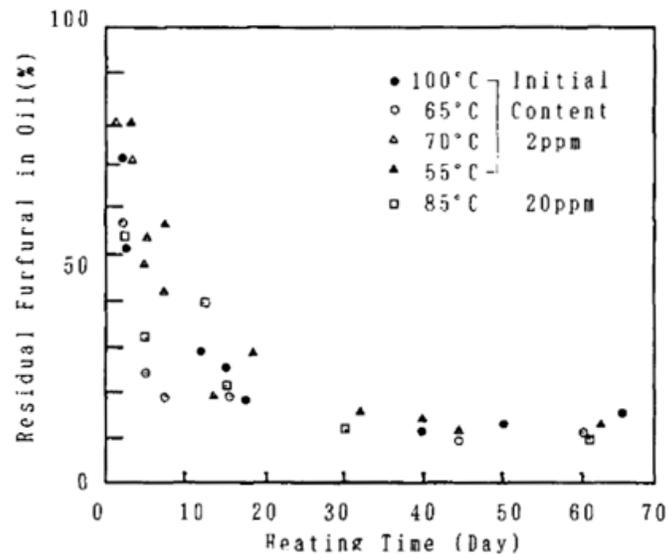


Figura V.8 muestra la relación entre los días de calentamiento y el Furfural residual en el aceite

Los siguientes hechos se derivan del experimento.

- (1) los furanos en el aceite disminuye gradualmente con el tiempo, lo que parece ser causado por la absorción en el papel aislante.
- (2) La concentración del furano se estabiliza después de un cierto período de calentamiento para alcanzar el equilibrio. La concentración en equilibrio converge a aproximadamente 15 X de la cantidad total de furfural, independientemente de la temperatura y la concentración inicial.

Análisis de resultados del experimento [V.12].

El resultado experimental muestra que la concentración de CO₂ y CO obtenida por análisis de gas disuelto puede usarse valores correctos si la temperatura del aceite es 80 °C o más alta. Sin embargo, la temperatura del aceite de los transformadores en operación es normalmente inferior a 80 ° C. En tales casos, la cantidad total de esos gases debe calcularse convirtiendo los valores medidos a los valores a 80 ° C.

La **figura V-11**. Muestra la dependencia de la temperatura de la concentración de CO₂ y CO. La porción de línea recta de las curvas puede expresarse mediante la siguiente fórmula de Arrhenius;

$$M = M_0 e^{\frac{-E}{RT}} \quad \text{Ec. V.5}$$

Donde M es la cantidad de gas disuelto a temperatura T, E es la energía de activación de absorción, R es 1.987 cal / mol * K, y Mo es una constante. El valor de E es 5,2 kcal / mol para CO₂ y 1,3 kcal / mol para CO. La concentración de gas a 80 ° C y la temperatura de muestreo (T) se puede expresar mediante la ecuación (1), y las fórmulas para calcular la concentración a 80 ° C se derivan de la siguiente manera.

$$M_{CO_2} = M_1 e^{\{2260 * (\frac{1}{T} - 0.0028)\}} \quad \text{Ec. V.6}$$

$$M_{CO} = M_2 e^{\{560 * (\frac{1}{T} - 0.0028)\}} \quad \text{EC. V.7}$$

Donde T = 273 + t, t = temperatura del aceite (° C), M (CO₂) = concentración de CO₂ a 80 ° C, M1 = concentración de CO₂ en la muestra tomada en T, M (CO) = concentración de CO a 80 ° C y M2 = concentración en la muestra de CO tomada en T.

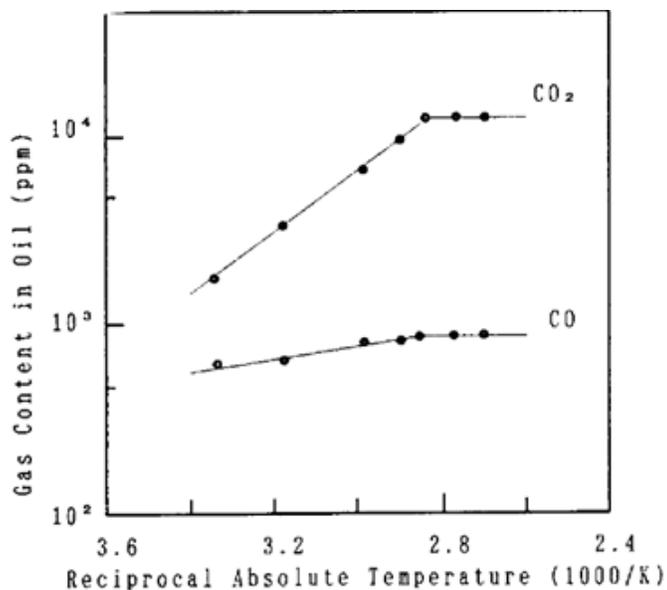


Figura V.9 Dependencia de la temperatura en la concentración de CO y CO₂.

Debido a que un transformador puede ser abierto durante algún tipo de mantenimiento en el que se desee verificar internamente un elemento, y el transformador en estas condiciones se desgasifica y esto provoca un cambio significativo en la concentración de gases disueltos en el aceite, debido a esto se debe contar con otro indicador o manera para la estimación de la vida útil de los transformadores de potencia, a continuación se muestra el cambio en la concentración de los furanos antes y después de la desgasificación de un transformador.

	Muestra de aceite			Aceite actual del transformador		
	Antes de des gasificar	0.51	2.2	18.6	0.024	0.025
Después de des gasificar	0.43	2.0	15.4	0.020	0.025	0.02
Después / Antes (%)	85	88	83	83	100	87

Tabla V.4 concentraciones de furanos antes y después de la desgasificación.

El hecho de que el agua puede permanecer como líquido hasta 100 ° C a 1 atm. A pesar de su peso molecular tan bajo como el del gas metano se atribuye a los enlaces de hidrógeno entre los grupos hidroxilo en las moléculas de agua. Es por la misma razón que el punto de ebullición del furfural es tan alto como 162 ° C. Suponemos que el furfural apenas se elimina por desgasificación porque existe en el aceite en forma de moléculas no individuales, sino asociación de dos moléculas. En otras palabras, se espera que furfural tenga una presión de vapor tan baja como la del aceite aislante si sus pesos moleculares son similares.

5.3.4 Comparación de los métodos de diagnóstico.

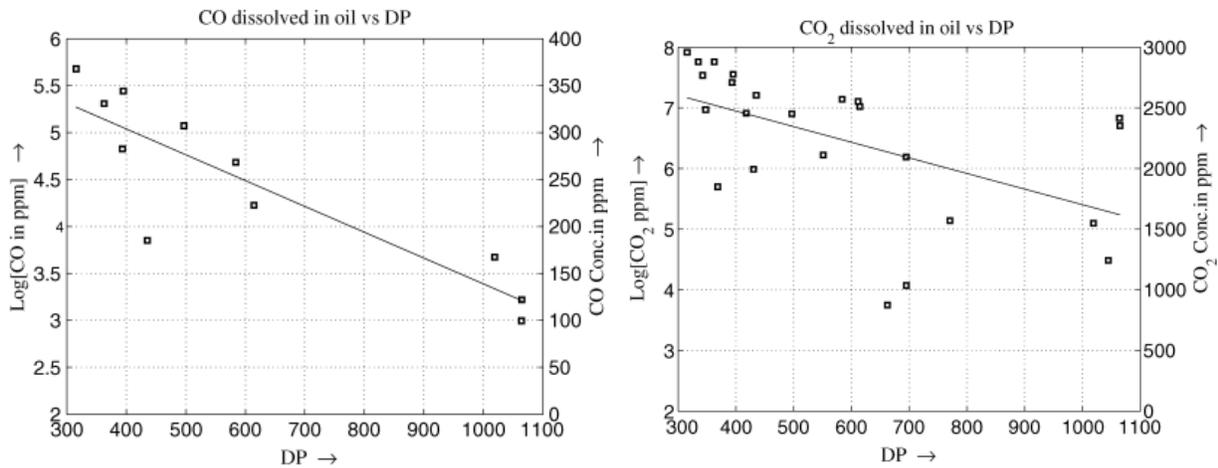
Primeramente se expondrá en una tabla los tres diferentes métodos para el cálculo del grado de polimerización planteados estos son, método directo, por furanos y por dióxido más monóxido de carbono. Cada uno de estos métodos tiene sus ventajas y desventajas como se describió en secciones anteriores, pero como actualmente es imposible hablar de la vida restante de un transformador de potencia los tres métodos se consideran válidos para la estimación de esta.

Método de diagnóstico	Tiempo de diagnóstico	Muestra del papel	Muestra de aceite	Precisión
Muestreo directo	Fuera de servicio	Requerida	No necesaria	La mejor
Análisis de furanos	En operación	No necesaria	Requerida	Excelente
Análisis de CO+CO2	En operación	No necesaria	Requerida	Buena

Tabla V.5. Se muestra una comparación entre métodos, en orden del más preciso al menos preciso.

La gran ventaja de los análisis de furanos y CO+CO2 es que se pueden realizar mientras el transformador aún se encuentra en operación, mientras que el muestreo directo generalmente se evalúa solo en condiciones en las que el transformador ha fallado y se ha dejado fuera de servicio y por los fabricantes para la realización de experimentos asociados al papel aislante.

Muchos experimentos se han realizado, en busca de la mejor relación entre los furanos y el DP, y entre el CO+CO₂ y el DP, esto se puede observar en las siguientes gráficas.



En la figura V.10 se muestran dos gráficos donde se muestra la relación entre el DP y CO, además de CO₂ y DP respectivamente, en ellos se muestra cierta dispersión debido a la falta de consideración del fenómeno de absorción, el desarrollo completo este estudio se puede observar en [V-13].

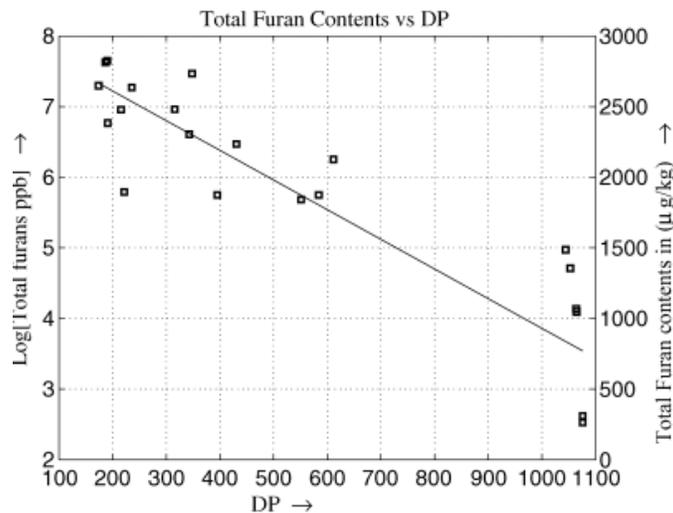


Figura V.11 relación entre contenido total de los furanos y el grado de polimerización.

Incluso en este método que es considerado como excelente y que es el realizado más frecuentemente (análisis de furanos en aceite) se ve cómo tiene cierto grado de dispersión en este experimento, esto debido a que como se viene mencionando es imposible hablar de la vida de los transformadores de potencia de manera absoluta, sin embargo es el método más aplicado y sin duda este así como los otros nos brindan los datos necesarios para marcar una tendencia muy eficaz para la estimación de la vida útil.

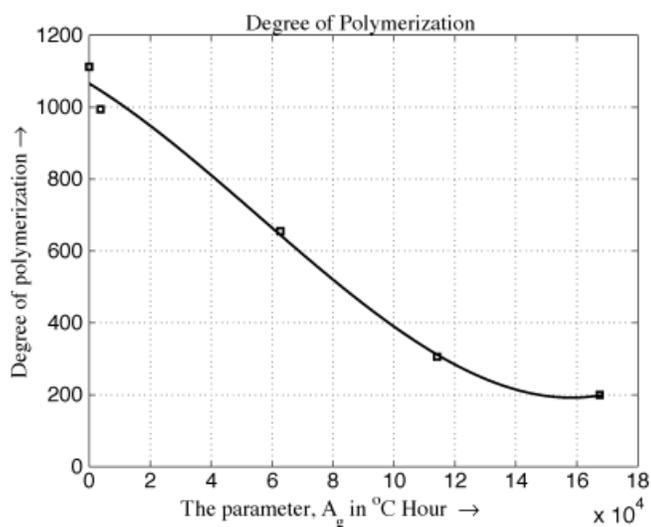


Figura V.12 Relación entre el grado de polimerización y la vida del aislamiento, donde A_g es la suma de los productos de la temperatura por la duración del envejecimiento, esta definición basada en el ciclo de carga típico de los transformadores.

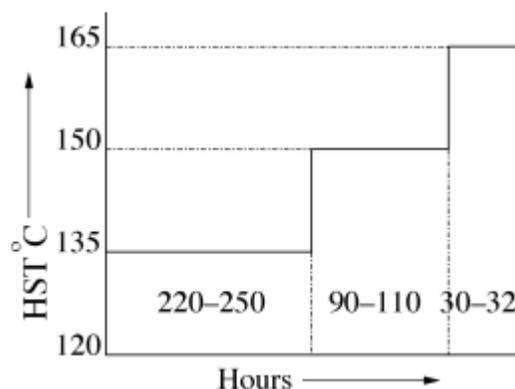


Figura V.13 Ciclo de carga tipo de transformadores.

La relación entre el grado de polimerización con todos estos métodos es solo el comienzo de cada uno de estos métodos ya que como se verá a continuación, diferentes autores proponen ecuaciones donde a partir del DP se estima las expectativas de vida de los transformadores de potencia. A diferencia de lo planteado por los ciclos de carga que si bien son muy útiles en nuestro entorno, es decir la industria salvadoreña pocas o ninguna son las empresas que monitorean la temperatura para poder hacer el uso correcto de este método, al menos esa fue parte de la experiencia que se ha obtenido cuando se tuvo contacto con algunas de ellas.

5.4 Estimación de la vida útil de los transformadores de potencia utilizando el grado de polimerización.

5.4.1 Estimación mediante furanos

Se presentan diferentes ecuaciones basadas en estudios realizados por diferentes autores donde se ha analizado el furano 2 FAL y su correlación con el grado de polimerización, el elemento para analizar u obtener las expectativas de vida de los transformadores de potencia para papel no térmicamente enriquecido.

Autor	Ecuación
Chengdong (< 1000 DP)	$Log(2FAL) = 1.51 - 0.0035DP$
De Pablo (1er, < 800 DP)	$DP = \frac{7100}{8.88 + 2FAL}$
De Pablo (2do)	$DP = \frac{800}{0.186 * 2FAL + 1}$
Burton (< 900 DP)	$Log(2FAL) = 2.5 - 0.005DP$
Pablo Vuarchex	$Log (2 FAL) = 2.6 - 0.0049 DP$

Tabla V.6 se observa la variedad de ecuaciones para el cálculo del grado de polimerización a partir del furanos 2 FAL.

La diversidad de ecuaciones se debe a que no existe un único modelo aceptado, y la variación en cada ecuación se debe a que la humedad y los ácidos del papel y aceite no son los únicos factores que influyen a la formación de este compuesto (2 FAL).

5.4.2 Estimación mediante la concentración de monóxido de carbono y dióxido de carbono.

Este método fue elaborado debido a la necesidad de estimar las expectativas de vida de a partir de los elementos a los que se tuvo acceso, en este caso se extrae la concentración de los gases mencionados (CO+CO2) del ensayo de laboratorio del análisis de gases disueltos, estos dos gases son analizados para el cálculo de uno de los índices que se realizan en la prueba de laboratorio DGA.

Entonces, como los elementos que se utilizan para la estimación son proporcionados en una de las pruebas que más utilizadas actualmente y una que nos brinda mucha información sobre la condiciones de operación a las que se ha sometido dicho transformador, como se mencionó previamente este método presenta ciertas desventajas y es que solo es aplicable a transformadores que no hayan sido des gasificados ni mucho menos abiertos ya que se alteraría o se perdería la concentración de los gases dando así un resultado completamente erróneo.

Retomando estas condiciones:

1. El método es aplicable únicamente para transformadores que no han sido des gasificado ni abiertos **en un lapso de tiempo de al menos 10 años.**
2. Debido a las propiedades del papel se deberá usar un factor de corrección por temperatura para ajustar la concentración de gases $CO + CO_2$.
3. Es deseable que se cuenten con un histórico de la generación de estos gases para así marcar una mejor tendencia y darle más sustentabilidad al método.
4. Es indispensable tomar la temperatura del aceite a la que se le aplicó el método de análisis de gases (DGA).

A partir de la figura V-8 se extrajo la siguiente cantidad de puntos:

DP Prom	CO+CO2 (ml/g)
200	11
222.7	10.47
250	10
273	8
300	6
326.9	5
350	4
373.1	3.33
400	2.9
442.3	2
484.6	1.733
500	1.66
523	1.5

550	1.4
565.4	1.28
600	1.066
623	0.9
650	0.81
700	0.7
750	0.59
800	0.49
850	0.39
900	0.3
950	0.2
973	0.153
1000	0.1

Tabla V.7 Muestreo de manera gráfica de los puntos x,y. (DP,CO+CO2)

De esto se puede obtener como conclusión que, este es un método gráfico, sin embargo por lo mismo es un método un tanto inexacto ya que dependerá de la habilidad de la persona para la toma de datos. Esto se resuelve obteniendo la ecuación de regresión a partir de los datos muestreados.

Debido a la no linealidad del gráfico mostrado en la figura V.8 y luego de analizar diferentes modelos del “**Proyecto de conjuntos de datos de referencia estadística**” [V-14] (STDR por sus siglas en inglés) se optó por el modelo propuesto Thuber que consta de 7 parámetros y fue aplicado en un estudio sobre la movilidad de un electrón de un semiconductor. Este modelo se tomó ya que fue el que más se adaptó a nuestro problema. Otros modelos que se probaron fueron Boxbod, Rat42, Rat43, Bennet5 y Eckerle4.

La ecuación del modelo Thuber es la siguiente:

$$y = \frac{C_1 + C_2x + C_3x^2 + C_4x^3}{1 + C_5x + C_6x^2 + C_7x^3} \quad \text{Ec. V.8}$$

Al resolver la ecuación de regresión no lineal mediante el software EViews [V-15] se obtiene el resultado siguiente:

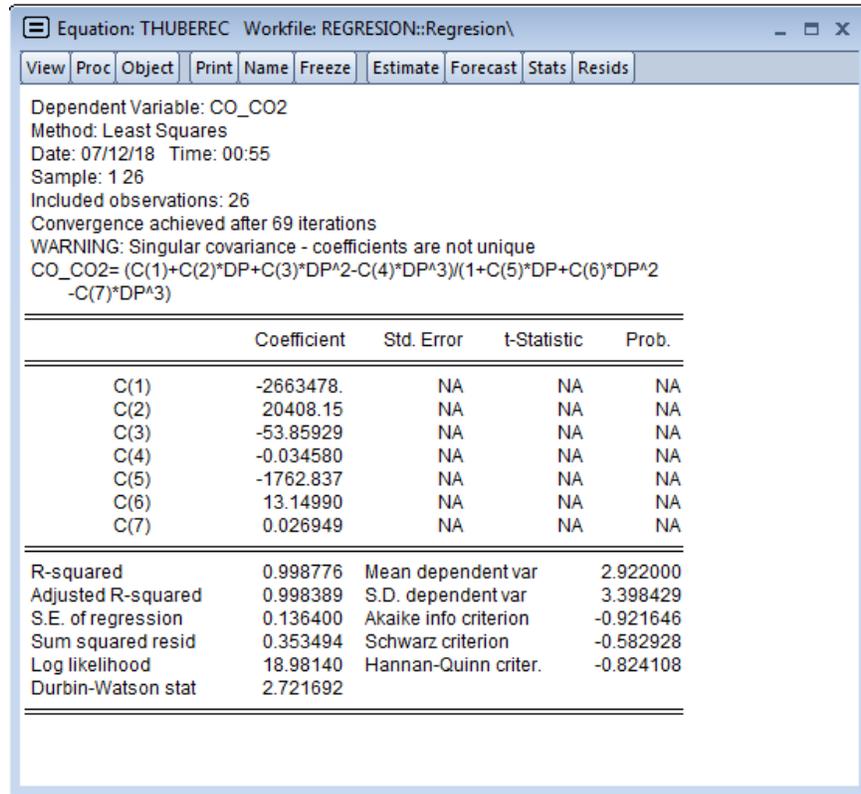


Figura V.14 como se puede observar se cuenta con el valor de cada uno de los 7 parámetros así como también el valor R^2 que es 0.9987 lo cual le brinda mayor confianza al resultado de la ecuación de regresión planteada.

Entonces la ecuación queda de la manera siguiente:

$$CO + CO_2 = \frac{20730302.4518 - 158840.1397DP + 419.1965DP^2 - 0.2691DP^3}{1 + 13720.4092DP - 102.3480DP^2 + 0.2097DP^3} \quad \text{Ec. V.8a}$$

Comparando el gráfico elaborado a partir de la toma de datos que se realizó del gráfico V-6 contra los que se generan por la ecuación V.8a se tiene lo siguiente:

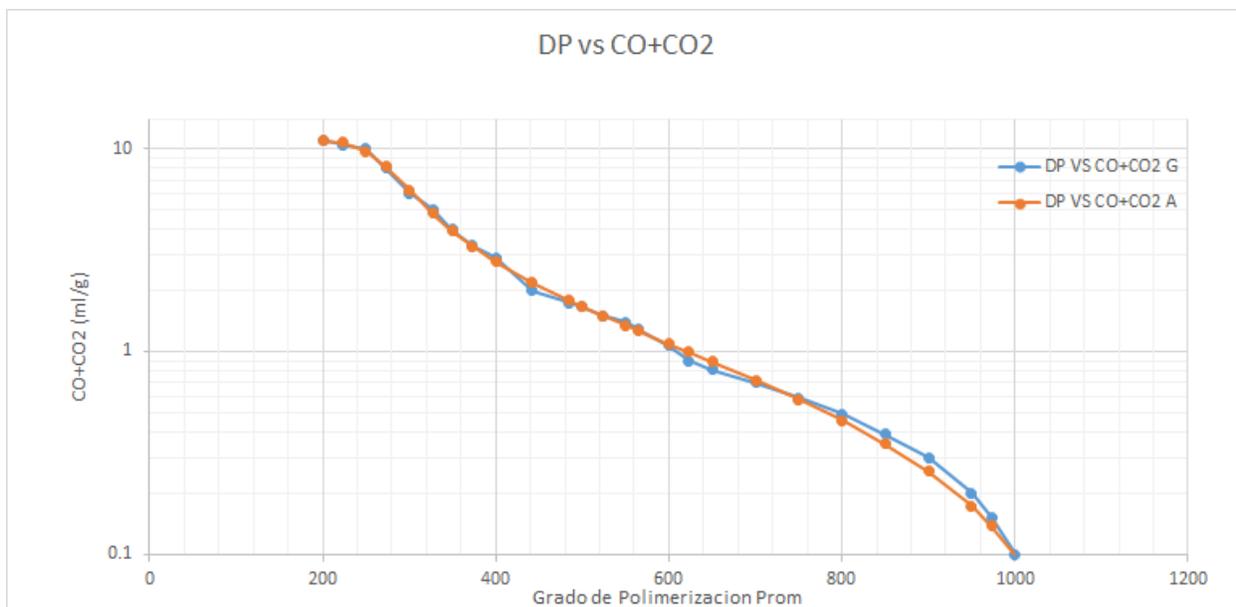


Figura V.15 El gráfico de color celeste muestra los datos de la tabla V-7 que fueron obtenidos mediante el método gráfico de la figura V-8 mientras que la gráfica naranja muestra la ecuación de regresión V.8a.

Al calcular el error que hay entre los datos del método gráfico contra el analítico, este cuenta con un error promedio de 4.8 %, un máximo de 14.5% y un mínimo de 0.23% , esta dispersión se observa claramente en la figura V-15 y ocurre en los valores entre 800 a 1000 DP.

Ya con la ecuación V.8a se puede resolver y obtener el DP a partir de la concentración de CO+CO2 y se obtendrán valores aceptables con un error muy reducido al final la ecuación a utilizar es:

$$CO + CO2 = \frac{20730302.4518 - 158840.1397x + 419.1965x^2 - 0.2691x^3}{1 + 13720.4092x - 102.3480x^2 + 0.2097x^3} \pm 47.36 \quad \text{Ec. V.8b}$$

Este error proviene de la desviación posible que puede tomar la relación CO+CO2 vs DP como se muestra en la figura V-6, y graficando la ecuación V8.b.

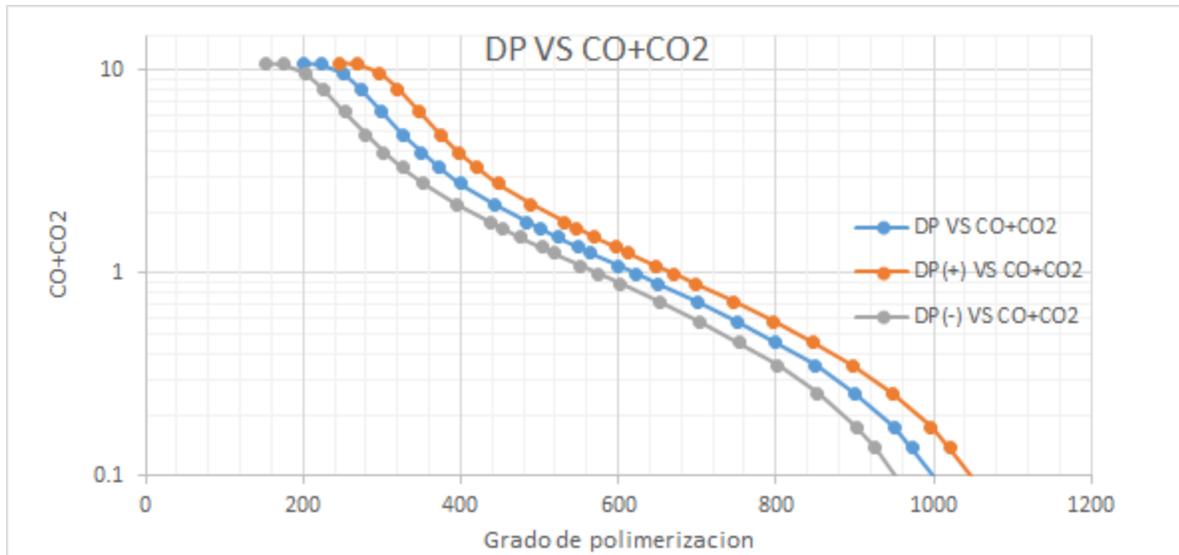


Figura V.16 gráfico de la ecuación V.8b la desviación de esta.

Ahora que ya se conocen las técnicas para la obtención del grado de polimerización se puede establecer las diferentes ecuaciones propuestas para establecer un estimado del tiempo de vida utilizada y restantes de los transformadores de potencia.

5.4.3 Cálculo de las expectativas de vida a partir del grado de polimerización

W. J. McNutt[V.16] propuso la siguiente ecuación que actualmente es la se utiliza para la estimación del remanente de vida útil de los transformadores.

$$\%vida\ utilizado = \frac{\text{Log}(DP)-2.903}{-0.006021} \quad \text{Ec. V.9}$$

Esta ecuación está asociada al cálculo del DP mediante furanos con las siguientes fórmulas.

$$DP = \frac{\text{Log}(2FAL*0.88)-4.51}{-0.0035} \quad \text{Ec V.10}$$

$$DP = \frac{\text{Log}(total\ furanos)-4.0355}{-0.002908} \quad \text{Ec. V.11}$$

Estas dos fórmulas son para el cálculo específico de transformadores con papel no térmicamente enriquecido.

Existe un método más completo y más refinado basado en cuatro indicadores de envejecimiento estos son, CO, CO2, 2 FAL y el DP estos se relacionan con la ecuación siguiente:

$$DP = C_o + a\text{Log}(CO) + b\text{Log}(CO2) + c\text{Log}(\text{total furanos}) + d\text{Log}(2FAL) + e\text{Log}(2 \text{ Acetil} - \text{furanos}) + f\text{Log}(5 \text{ Metil} - 2FAL) \quad \text{Ec.V.12}$$

La ecuación de estimación de vida asociada a esta ecuación es la siguiente:

$$\text{Tiempo de vida transcurrido} = 20.5 * \text{Log}\left(\frac{1100}{DP}\right) \quad \text{Ec. V.13}$$

Entonces para la estimación de la vida del transformador se tienen modelos específicos en base a cómo se haya calculado el DP, en este caso se utilizarán ambas ecuaciones V.9 y V13 para la estimación de la vida útil de los transformadores de potencia, en el caso particular de un transformador de 10 MVA.

Año	CO [ppm]	CO2 [ppm]	Temperatura del aceite [°C]	CO corregido [ppm]	CO2 corregido [ppm]	CO+CO2 [mL/g]	Log(CO+CO2) [mL/g]
2012	516	20294	33	670.5995 2	58436.821 1	17.1125	1.233313461
2013	611	19536	35	784.6821 8	53619.952 9	18.6498	1.270674179
2017	346	22430	45	419.6600 8	48877.520 5	20.4593	1.310890771

Tabla V.8 Del análisis de gases disueltos para el transformador de potencia del caso 2 se obtuvieron los resultados mostrados en la columna dos y tres para los años 2012, 2013 y 2017. Su muestra respectiva de temperatura y la corrección de las concentraciones de CO y CO2 en las columnas cuatro y cinco, finalmente en la columna seis la suma de ambos gases y su conversión a mL/g y en la última el valor con el cual se evalúa la ecuación V.8b.

Los resultados de esta evaluación se muestran en la siguiente tabla:

DP	% de vida utilizada Ec. V.9	Vida estimada en años	Vida restante años (aparente)	Vida utilizada en años Ec. V.13	Vida restante en años (aparente)
570.34	24.3923217	6.09808041	18.9019196	5.8478065	19.1521935
563.16	25.3061285	6.32653213	18.6734679	5.96059814	19.03940186
555.67	26.27189	6.5679725	18.4320275	6.07980256	18.92019744

Tabla V.9 Los resultados para la estimación de vida para la ecuación V.9 y V.13 se ve que en ambos caso el resultado es muy cercano cerca del 4% de diferencia entre ambos métodos.

Gráficamente se obtiene el siguiente resultado.

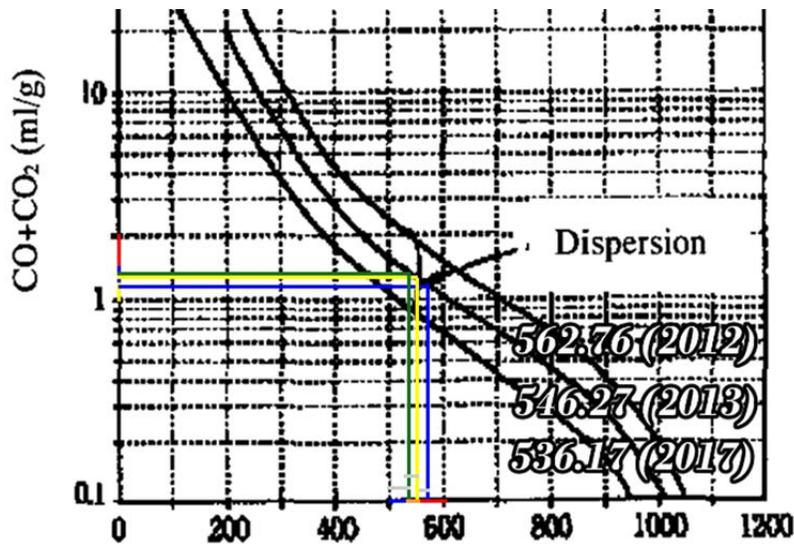


Figura V.17 evaluación del DP a partir de la concentración de la tabla V.8 los resultados entre ambos métodos presentan un error máximo de 3% lo cual es un valor aceptable.

En síntesis lo que se puede concluir del método es que a pesar de sus limitaciones este método nos brinda una buena estimación de la tendencia de la vida del aislamiento y la tendencia mejor marcada es la asociada a ecuación V.9.

Capítulo VI: Resumen y conclusiones

- Dentro del marco de estudio y fuentes consultadas en esencia se puede decir que las principales fallas que minan la vida de un transformador de potencia son atribuidas en el componente cambiador de taps (externa), esta operación afecta de gran manera la vida del transformador; si el cambiador de taps es del tipo con carga, esto genera sobre tensiones instantáneas que alteran la operación interna del transformador generando reacciones químicas, térmicas y eléctricas, también elementos externos como bushings, descargas atmosféricas, entre otros; afectando directamente la vida del sistema de aislamiento.
- Son muchos los factores que afectan el sistema de aislamiento del transformador, todas las normas o estándares(IEEE, ASTM, IEC y otros), detallan sus estudios, estadísticas y pruebas que hacen alusión fundamentalmente al sistema de aislamiento(sólido y líquido), y es por eso que cuando se habla del término vida, se habla de la vida del aislamiento y no del transformador, la relación entre la vida del transformador y la vida del aislamiento es una gran incógnita que aún no se logra resolver; condiciones que imposibilita determinar de manera absoluta la vida de un transformador de potencia.
- Se recomienda según estudios de las pruebas de ensayo de laboratorio, debido a su contenido de información que nos proporciona y relación entre pruebas en el aceite, es muy importante realizar las pruebas exploratorias que me determinan la condición del aislamiento pruebas dieléctricas, pruebas físico-químicas, pero si se quiere estimar la vida del aislamiento se recomienda el análisis de gases disueltos y la prueba de contenido de furanos.
- En la actualidad aún es muy utilizado el aceite mineral en los transformadores de potencia sus características físicas, químicas y eléctricas, unido al buen desempeño junto con el papel más una buena relación beneficio-costos lo hacen el preferido del momento, sin embargo su bajo punto de inflamación condiciona su uso en ciertas áreas y hace que se cambien de tecnología como lo son los aceites vegetales, que son más amigables con el

medio ambiente pero que su estudio aún se encuentra en una etapa de crecimiento, con resultados muy positivos.

- Las guías de carga del IEEE e IEC si bien son de uso frecuente por la industria presentan una gran debilidad ya que están basadas en un modelo de fatiga simple, solo tomando en cuenta como factor degradante la temperatura en el punto más caliente, sin embargo se desarrolló más el modelos (ecuación V.5) demostrando así que pueden ser incluido los efectos degradantes de mayor énfasis en los estudios del aislamiento sólido estos son la hidrólisis, oxidación y pirolisis para adaptar el modelo a un transformador real.
- El método desarrollado en el capítulo V sobre la relación entre el monóxido de carbono más el dióxido de carbono y el DP también mostró algunas desventajas que fueron reducidas significativamente, una de estas limitantes fue debido al fenómeno de absorción pero este fue corregido mediante las ecuaciones V.6 y V.7 donde se corrigen las concentraciones de los gases mencionados a 80 °C donde presentan una condición de su concentración más estable tal como se puede observar en la figura V.9, su principal desventaja radica en que solo puede ser aplicado a transformadores que no hayan sido desgasificados.
- Los métodos presentados para la estimación de la vida útil del aislamiento el que muestra mayor estabilidad y exactitud es el basado en el furano 2 FAL, pero debido a la imposibilidad para conseguir esta prueba se ideó un método alternativo para solventar la problemática y poder así establecer estimaciones de la vida del aislamiento a partir de monóxido y dióxido de carbono, lo cual es ventajoso ya que estas concentraciones se puede obtener a partir del análisis de gases disueltos una prueba casi obligatoria en la industrial actual.
- Los resultados obtenidos en el capítulo V se consideran coherentes, esto se puede comprobar en las condiciones de operación a la que se ha sometido el transformador muestreado para este caso, un transformador de 10 MVA estos resultados se pueden observar en la tabla IV.8 y en la tabla V.9.

- La estimación de la vida de los transformadores de potencia hoy en día sigue siendo un proceso complejo que requiere de muchas suposiciones, esto se debe a la gran cantidad de elementos que influyen directamente e indirectamente en la degradación de las diferentes características eléctricas y mecánicas de este, sin embargo se tiene en consenso que estudiar la vida del aislamiento nos brinda una tendencia de la expectativas de vida de los transformadores a partir de los compuestos furánicos y genera de monóxido y dióxido de carbono, que relacionan el furanos con el DP y la concentración del CO+CO₂ con el DP, y luego la relación del DP con la vida restante de aislamiento figura V.14.

Capítulo VII. Bibliografía.

Capítulo I

[I.1] L. Pettersson, “Estimation of the remaining service life of power transformers and their insulation”, *Electra*, no.133, pp.65-71, 1990.

[I.2] Cigré Brochure 323 “Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers” Task Force D1.01.10 2007. P48

[I.3]. F. M. Clark, “Factors Affecting the Mechanical Deterioration of Cellulose Insulation,” *Transactions of Electrical Engineering*, Vol. 61, pp. 742-749, October 1942.

[I.4]. J. Fabre and A. Pichon, “Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil. Application to Transformers,” 1960 *International Conference on Large High Voltage Electric System (CIGRE)*, Paris, France, Paper 137, 1960.

[I.5]. H. P Moser, *Transformerboard*, Special print of Scientia Electrica, translated by EHV-Weidmann Lim., St., Johnsbury, Vermont, USA, Section C, 1979.

[I.6]. A. J. Morin, M.Zahn, and J.R. Melcher, “Fluid Electrification Measurements of Transformer Pressboard/Oil Insulation in a Couette Charger,” *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, Vol. 26, No. 5, pp. 870-901, October 1991.

[I.7]. A. I! Washabaugh, I? A. von Guggenberg, M. Zahn, and J. R. Melcher, “Temperature and Moisture Transient Flow Electrification Measurements of Transformer Pressboard/Oil Insulation Using a Couette Facility,” *Proceedings of The 37d International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials*, Vol. 2, Tokyo, Japan, pp. 867-870, July 8-12, 1991.

[I.8]. W A. Fessler, W J. McNutt, and T. O. Rouse, “Bubble Formation in Transformers,” EPRI Report EL-5384, EPRI, Palo Alto, CA, August 1987.

[I.9]G. Beer, G. Gasparani, F. Osimo, and F. Ross, “Experimental Data on the Drying-out of Insulation Samples and Test Coil for Transformers,” CIGRE Paper No. 135, 1966.

[I 10]. T. V Oommen, “Moisture Equilibrium in Paper-Oil Systems,” *Proceedings of the Electrical I Electronics Insulation Conference*, Chicago, IL, pp. 162-166, October 3-6, 1983.

[I.11]. R. Jeffries, “The Sorption of Water by Cellulose and Eight Other Textile Polymers,” *Jornnal of the Textile Institute Transactions*, Vol. 51, No. 9, pp. 339-374, 1960.

[I 2]. J. Fabre and A. Pichon, “Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil. Application to Transformers,” 1960 *International Conference on Large High Voltage Electric System (CIGRE)*, Paris, France, Paper 137, 1960.

[C-1.2] Aislantes líquidos. Técnicas de alta tensión, Ingeniería eléctrica UNSA, fuente CIGRE 2010

Capítulo III

[III.1] Análisis de descargas parciales en transformadores de medida [en línea]
<https://www.omicronenergy.com/es/aplicaciones/pruebas-en-transformadores-de-instrumentacion/analisis-de-descargas-parciales-en-transformadores-de-medida/>

[III.2] Ubicación de las Descargas Parciales en Transformadores de Potencia-inducor [en línea]
http://www.inducor.com.ar/articulostecnicos/ubicacion_de_las_descargas_parciales_en_transformadores_de_potencia.pdf

[III.3] Ensayo de descargas parciales en transformadores-inducor [en línea]
http://www.inducor.com.ar/articulostecnicos/instructivo_medicion_de_descargas_parciales_en_transformadores_bolivia.pdf

[III.4] Sobrecargas en transformadores [en línea]

http://www.asing.es/diagnostico_transformadores.php

[III.5] Manuel Leonardo Sosa Ríos, “Estudio de sobretensiones en subestaciones con utilización del alternative transients program (atp)”, Universidad Nacional del Este.

[III.6] Fallos internas en transformadores [en línea]

<http://seguridadconelectricidad.blogspot.com/2012/04/fallas-internas-en-transformadores.html>

[III.7] Guía de falla y soluciones más comunes en los transformadores [en línea]

http://www.voltran.com.mx/dcmnts/guia_fallas.pdf

[III.8] Fundamentos protecciones de transformadores-ABB [en línea]

[http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/05c1d59bb4d21a99c1257d0a006acc1c/\\$file/12.+guillermo+fuentes.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/05c1d59bb4d21a99c1257d0a006acc1c/$file/12.+guillermo+fuentes.pdf)

Capítulo V

[V.1] Cigré Brochure 323 “*Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers*” Task Force D1.01.10 2007. P48

[V.2] A.M. Emsley, et al., “*Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers*”, IEEE Proc.-ci.Meas.Technol., Vol.141, no.5, September 1994

[V.3] L. Pettersson, “*Estimation of the remaining service life of power transformers and their insulation*”, Electra, no.133, pp.65-71, 1990.

[V.4] W. J. McNutt, Fellow, “*Insulation thermal life considerations for transformer loading guides*”, IEEE Berkshire Transformer Consultants, Inc. Vol. 7 No.1, January 1992.

[V.5] Dakin Thomas W. “*Electrical Insulation Deterioration Treated as a Chemical Rate Phenomenon*”, AIEE Vol 67, 1948.

[V.6] IEEE *Guide for loading mineral oil-immersed transformers*. IEEE Std. C57.91-2011

[V.7] IEC *Loading guide for oil-immersed power transformers*. IEC publication 354, 1991

[V.8] G. Beer, G. Gasparani, F. Osimo, and F. Ross, “*Experimental Data on the Drying-out of Insulation Samples and Test Coil for Transformers*,” CIGRE Paper No. 135, 1966.

[V.9] IEC *Measurement of the average viscometric degree of polymerization of new and aged cellulosic electrically insulating materials*, IEC 60450 Second Edition 2004-04

[V.10] C.A. Bozzini, “*Transformer ageing diagnosis by means measurements of the degree of polymerization result of new experiments*” International conference on large high tension electric systems, 12-08, Cigre, June 1968

[V.11] Motoo Tsuchie, “*Recent Diagnostic Technology on oil-immersed power transformers in japan*”, Mitsubishi Electric Corporation, IEEE 2002, vol. 2, pp. 1496-1499

[V.12] Hisao Kan, Teruo Miyamoto, Yoshihiro Makino, Sadao Namba, Takashi Hara, “*Absorption of CO₂ and CO gases and furfural in insulation oil into paper insulation in oil-immersed transformer*”, IEEE 1994.

[V.13] Kumar Pradhan Manoj, ”*On the estimation of elapsed life of oil-immersed power transformers*” IEEE 3 julio 2005, Vol. 20 No. 3.

[V.14] Statistical Reference Datasets Project [en línea]
https://www.itl.nist.gov/div898/strd/nls/nls_main.shtml

[V.15] Software EViews version demo [en línea]
<http://register1.eviews.com/demo/>

Anexos

A. Tipos de enfriamiento para transformadores.

Tipo de enfriamiento	Descripción
OA(ONAN)	Aceite y aire circulando por convección natural.
FA(ONAF)	Aceite circulando por convección natural y aire forzado con motobomba.
FOA(OFAP)	Aceite circulando forzado, usando motobombas y aire forzado con motobombas.
OW(ONWF)	Aceite circulando por convección natural y agua circulando forzada, usando motobombas
FOW (OFWF)	Aceite y agua circulando forzados, usando motobombas.

Tabla A. Tipo de enfriamiento para transformadores de potencia.