



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Tema: “Propuesta para implementación de mantenimiento basado en condición de transformadores en subestaciones de distribución”

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Presentado por:

BERMEO RIOFRIO CRISTOPHER ALEXANDER

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2024

DEDICATORIA

El presente proyecto se lo dedico a mi madre Fanny Riofrio por ser un pilar fundamental en el desarrollo de mi vida, por su comprensión, paciencia y amor infinito a pesar de los tropiezos que he tenido en el camino de mi vida. A mis amigos que siempre me han apoyado a salir adelante y no rendirme por más dificultades que la vida pueda ponerme en frente.

Cristopher Alexander Bermeo Riofrio

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi gratitud a mi madre, Fanny Riofrio, quien ha sido mi principal fuente de apoyo a lo largo de mi vida. También agradezco a mi tutor, Msc. Iván Endara, por ser mi guía en este proyecto, así como a todos los demás profesores que, a lo largo de mi trayectoria, han sido fundamentales en mi formación ética y profesional.

Cristopher Alexander Bermeo Riofrio

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; yo *Cristopher Alexander Bermeo Riofrio* doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Cristopher Alexander Bermeo Riofrio', written in a cursive style.

Cristopher Alexander Bermeo
Riofrio

EVALUADORES

Msc. Iván Endara

PROFESOR DE LA MATERIA

Msc. Iván Endara

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El mantenimiento basado en condición es un enfoque estratégico que se centra en la supervisión continua de las condiciones de funcionamiento del equipo. En lugar de seguir un calendario de mantenimiento preestablecido, este método utiliza datos en tiempo real y pruebas específicas para evaluar el estado del equipo y determinar cuándo es necesario realizar tareas de mantenimiento. Para el análisis del proyecto fue necesario el establecer correctamente ecuaciones que permitieron establecer la relaciones entre factores como la humedad, temperatura en el punto más caliente y compuestos furánicos con la aceleración del envejecimiento del transformador. Al tener esto establecido correctamente se procedió a analizar un caso de estudio para verificar los resultados comparándolo con valores estándar ya establecidos por diferentes normas IEEE. Con el caso de estudio realizado se puede constatar de que el análisis de estos factores influyen en gran medida con el envejecimiento del transformador; la temperatura en el punto más caliente y la carga a la que está afectado el transformador puede acelerar o reducir el factor de envejecimiento, los compuestos furánicos son clave ya que estos son característicos de la degradación de la celulosa del papel dieléctrico del equipo el cual esta relacionado directamente con el envejecimiento del transformador y no menos importante el porcentaje de humedad puede acelerar el envejecimiento a razón de 2 por cada aumento de 1% de humedad en el papel dieléctrico.

Palabras Clave: Humedad, Compuestos furánicos, Punto caliente, Factor de envejecimiento, Mantenimiento basado en condición.

ABSTRACT

Condition-based maintenance is a strategic approach that focuses on continuous monitoring of the operating conditions of equipment. Instead of following a predetermined maintenance schedule, this method uses real-time data and specific tests to assess the equipment's status and determine when maintenance tasks are needed. For the project analysis, it was necessary to correctly establish equations that allowed establishing relationships between factors such as humidity, temperature at the hottest spot, and furanic compounds with the aging acceleration of the transformer. Once this was correctly established, a case study was analyzed to verify the results by comparing them with standard values already established by different IEEE standards. With the conducted case study, it can be confirmed that the analysis of these factors significantly influences the aging of the transformer. The temperature at the hottest spot and the load affecting the transformer can accelerate or reduce the aging factor. Furanic compounds are crucial, as they are characteristic of the degradation of the cellulose in the dielectric paper of the equipment, which is directly related to the aging of the transformer. Last but not least, the moisture percentage can accelerate aging at a rate of 2 for every 1% increase in moisture in the dielectric paper.

Keywords: Moisture, Furanic Compounds, Hot Spot, Aging Factor, Condition-Based Maintenance.

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES.....	5
RESUMEN.....	I
<i>ABSTRACT</i>	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS	V
SIMBOLOGÍA	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS	VIII
ÍNDICE DE ecuaciones.....	IX
CAPÍTULO 1.....	11
1. Introducción	11
1.1 Descripción del problema	12
1.2 Justificación del problema.....	12
1.3 Objetivos.....	13
1.3.1 Objetivo General	13
1.3.2 Objetivos Específicos.....	13
1.4 Marco teórico	14
1.4.1 Subestación de distribución	14
1.4.2 Transformador.....	14
1.4.3 Mantenimiento.....	15
1.4.4 Vida útil del transformador	16
1.4.5 Aislamiento.....	17
CAPÍTULO 2.....	17
2. Metodología	18

2.1	Envejecimiento debido a la temperatura a la que es sometido el transformador.	18
2.1.1	CALCULO DE LAS TEMPERATURAS EN EL TRANSFORMADOR.....	21
2.1.2	TEMPERATURA HOTSPOT (HST)	21
2.1.3	Constante térmica del transformador	23
2.1.4	Temperatura ambiente	24
2.2	Envejecimiento debido a la presencia de furanos.....	25
2.3	Envejecimiento debido a la humedad	32
2.4	Perfiles de estudio para evaluación de la metodología.....	34
2.4.1	Perfil 1	35
2.4.2	Perfil 2.....	36
2.4.3	Perfil 3.....	37
CAPÍTULO 3.....		38
3.	Resultados Y ANÁLISIS.....	38
3.1	Análisis del perfil 1.....	38
3.2	Análisis del perfil 2.....	40
3.3	Análisis del perfil 3.....	42
CAPÍTULO 4.....		48
4.	Conclusiones Y Recomendaciones.....	48
	Conclusiones	48
	Recomendaciones	49
BIBLIOGRAFÍA.....		50
5.	Bibliografía	50

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
CBM	Condition Based Maintenance
FAE	Factor de aceleración de envejecimiento
5-HMF	5Hidroximetil furfural
2-FOL	2-furfurilalcohol
2-FAL	2Fufural
2-ACF	2Acetilfurano
5-MEF	5-metil-2-furfural

SIMBOLOGÍA

θ_C : Temperatura del punto más caliente del bobinado en la carga puntual.

θ_O : Diferencia de temperatura de TOP-OIL vs temperatura ambiente al final de un intervalo de tiempo t

θ_G : Diferencia de temperatura entre el punto más caliente del devanado y la temperatura superior del aceite al final de un intervalo de tiempo t .

θ_A : Temperatura ambiente.

P_{NB} : Peso del núcleo y ensamblaje de la bobina en kilogramos.

P_T : Peso del tanque y accesorios en kilogramos.

V_A : Litros de aceite.

DP : Grado de polimerización.

CO : Concentración de monóxido de carbono.

CO_2 : Concentración de dióxido de carbono.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1: La relación entre la duración del transformador y la temperatura del punto más caliente.....	19
Figura 2-2: Factor de aceleración del envejecimiento relativo a 110°C	20
Figura 2-3: Relación entre el grado de polimerización (DP) y $X = [\text{Furfural}] * [\text{CO}]$ para 9 transformadores.....	28
Figura 2-4: Valor del grado de polimerización (DP) en función del contenido de 2-furfural (2FAL).....	29
Figura 2-5: Valor del grado de polimerización (DP) en función del contenido total de furanos.....	30
Figura 2-6: Años de vida debido al porcentaje de humedad en el transformador	33
Figura 2-7: Curva de carga equivalente por hora del transformador del perfil 1	36
Figura 2-8: Curva de carga equivalente por hora del transformador del perfil 2	37
Figura 3-1: Factor de envejecimiento por HST	38
Figura 3-2: Envejecimiento total debido a HST, cargabilidad y DP	38
Figura 3-3: Factor de envejecimiento por HST	40
Figura 3-4: Factor de envejecimiento por DP	41
Figura 3-5: Envejecimiento debido a HST	42
Figura 3-6: Vida útil debido a HST	43
Figura 3-7: Porcentaje de envejecimiento total.....	46
Figura 3-8: Porcentaje de vida útil total.....	46

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1: Eficiencia de un transformador por su capacidad	24
Tabla 2-2: Posibles causas de formación de furanos.	26
Tabla 2-3: Parámetros del modelo propuesto.....	32
Tabla 2-4: Valores de A para el porcentaje de humedad	33
Tabla 2-5: Datos del transformador.	35
Tabla 2-6: Temperatura ambiente promedio por día.....	35
Tabla 2-7: Datos de carga diaria del transformador del perfil 1	36
Tabla 2-8: Datos de carga diaria del transformador del perfil 2	37
Tabla 3-1: Comparación de los % de envejecimiento para cada perfil	41
Tabla 3-2: %De envejecimiento y vida útil debido a HST	43
Tabla 3-3:%De envejecimiento por compuestos furanicos.	44
Tabla 3-4:%Envejecimiento debido a compuestos furanicos.....	44
Tabla 3-5:%De envejecimiento total y vida útil	45

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1: Vida útil del transformador	18
Ecuación 2: Factor de aceleración del envejecimiento.	19
Ecuación 3: Envejecimiento equivalente del transformador.....	20
Ecuación 4: Porcentaje de pérdida de vida debido a la temperatura.....	21
Ecuación 5: Temperatura del punto más caliente	21
Ecuación 6: Diferencia de temperatura del aceite en un intervalo de tiempo t	21
Ecuación 7: Valor final de la temperatura del tope del aceite	22
Ecuación 8: Diferencia de temperatura entre el punto más caliente del devanado al final de un intervalo de tiempo t.....	22
Ecuación 9: Temperatura final en el punto más caliente del conductor	23
Ecuación 10: Aumento de temperatura HotSpot en relación del tope del aceite	23
Ecuación 11: Constante de tiempo para la carga nominal	23
Ecuación 12: Capacidad térmica	24
Ecuación 13: Constante de tiempo térmico del punto más caliente	24
Ecuación 14: 2-Furfural disuelto en aceite.....	26
Ecuación 15: Degradación de la celulosa	26
Ecuación 16: Número de roturas de enlace N	27
Ecuación 17: Relación entre 2FAL y grado de polimerización	27
Ecuación 18: Nivel máximo de degradación $DP_{min} = 8000.186 \times 2FAL + 1$	27
Ecuación 19: Grado de polimerización mínimo	27
Ecuación 20: Relación entre grado de polimerización y contenido de furanos	28
Ecuación 21: Grado de polimerización se obtiene utilizando el contenido del furano tipo 2-FAL	29
Ecuación 22: Grado de polimerización debido al contenido total de furanos.....	29
Ecuación 23: Vida útil con relación al grado de polimerización.	30
Ecuación 24: Relación del DP con indicadores de envejecimiento del papel dieléctrico	30
Ecuación 25: Tiempo de vida en relación con DP	31
Ecuación 26: Constantes de la relación de los furanos con el grado de polimerización	31

Ecuación 27: Expectativa de vida del papel aislante debido a la humedad 32

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

Los transformadores son componentes esenciales en la infraestructura eléctrica, desempeñando un papel vital en la distribución de energía eléctrica a lo largo de redes de suministro. Estos dispositivos permiten la conversión de voltajes, facilitando la transmisión eficiente de electricidad desde las plantas generadoras hasta los hogares y empresas. Dada su importancia crítica en la confiabilidad y la continuidad del suministro eléctrico, el mantenimiento adecuado de los transformadores es esencial.

A lo largo de la historia, el mantenimiento preventivo de transformadores eléctricos ha sido esencial para garantizar la continuidad y la confiabilidad en la distribución de energía eléctrica. Tradicionalmente, este mantenimiento se ha centrado en la evaluación de dos aspectos críticos: la resistencia del aislamiento y la rigidez dieléctrica del aceite.

Estos parámetros proporcionan una visión importante sobre la salud del transformador, pero el avance tecnológico y la creciente necesidad de una gestión más eficiente y precisa de los activos eléctricos han llevado a la comprensión de que existen otros factores cruciales que influyen en el estado de los transformadores tales como el factor de potencia del aislamiento, el nivel de humedad, la tensión interfacial, la acidez y otros factores que resultan fundamentales para obtener un diagnóstico más preciso del estado del transformador. Estas pruebas complementarias han demostrado ser fundamentales para obtener un diagnóstico más completo y preciso del estado de un transformador.

Durante las maniobras de mantenimiento es necesario el detener el funcionamiento del transformador para llevar a cabo inspecciones en el equipo y sus componentes. Sin embargo, esto genera problemas significativos, ya que el mantenimiento de un transformador conlleva interrupciones en el suministro de energía, costosos tiempos de inactividad y, en algunos casos, dificultades para satisfacer la creciente demanda de electricidad.

El mantenimiento basado en condición para transformadores ofrece una alternativa a las maniobras habituales del mantenimiento preventivo. En lugar de detener el transformador en momentos preestablecidos, este enfoque se basa en

la supervisión constante de las condiciones de funcionamiento. Al monitorear parámetros clave, como la temperatura, la carga, la humedad y otros indicadores, se pueden detectar anomalías antes de que se conviertan en problemas graves. Esto permite programar tareas de mantenimiento solo cuando son necesarias, minimizando el tiempo de inactividad y reduciendo los costos operativos.

1.1 Descripción del problema

En el ámbito de la gestión y mantenimiento de transformadores de distribución, se encuentra un desafío común: la dificultad de evaluar su estado de funcionamiento de manera regular y eficiente. Esto se debe a que las pruebas y análisis exhaustivos para determinar su condición suelen ser costosos y complicados en relación con el valor de los propios equipos. Como resultado, muchas empresas y organizaciones a menudo esperan a que estos transformadores experimenten averías o fallen por completo antes de tomar medidas.

Sin embargo, esta estrategia tiene sus inconvenientes, ya que las averías repentinas y los fallos pueden resultar en interrupciones en el suministro de energía, costosos tiempos de inactividad y, en el peor de los casos, daños significativos en los equipos y costosas reparaciones.

Por esta razón, existe una creciente necesidad de desarrollar metodologías y enfoques que permitan una evaluación continua y menos intrusiva de los transformadores. Estos enfoques deben minimizar la necesidad de intervención humana constante, reducir los recursos y el tiempo requeridos para evaluar el estado de los equipos, y al mismo tiempo, proporcionar datos fiables sobre su funcionamiento. Al lograr esto, se puede optimizar el proceso de mantenimiento preventivo y garantizar un funcionamiento más confiable de los transformadores.

1.2 Justificación del problema

El mantenimiento basado en condición para transformadores se ha consolidado como una solución crucial en el ámbito de la gestión de activos eléctricos, en particular para los transformadores, que desempeñan un papel esencial en la infraestructura eléctrica. El problema subyacente en la gestión de estos activos críticos reside en la necesidad de mantener su confiabilidad y eficiencia operativa, al mismo tiempo que se buscan maneras de minimizar los costos y evitar

interrupciones en el suministro eléctrico. Esta dualidad de objetivos presenta un desafío significativo, ya que la falta de un mantenimiento adecuado puede llevar a fallas costosas y tiempos de inactividad que afectan a consumidores y empresas.

El mantenimiento basado en condición resuelve este problema al permitir una supervisión continua de los transformadores. Al monitorear en tiempo real parámetros clave, como la temperatura, la carga, la humedad y otros indicadores, se pueden detectar signos de problemas potenciales antes de que se conviertan en fallas graves. Este enfoque proactivo garantiza que el mantenimiento se realice en el momento oportuno, evitando costos innecesarios asociados con intervenciones rutinarias. Además, al minimizar los tiempos de inactividad no programados, se mejora la confiabilidad del suministro eléctrico, lo que beneficia a los usuarios y a las empresas que dependen de una energía eléctrica constante y de calidad.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

- Crear un plan de mantenimiento que basado en la observación y evaluación de las características y estado de los componentes clave de un transformador de distribución con la finalidad de poder extender la durabilidad del equipo y disminuir los gastos operativos y de mantenimiento asociados.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Evaluar las implicaciones técnicas y económicas que surgen a raíz de posibles averías en un transformador de distribución.
- Definir parámetros que ayuden con el diagnóstico del estado del transformador mediante parámetros tales como la pureza del aceite, temperatura del equipo, etc.
- Elaborar un análisis que permita decidir cuándo es necesario hacer mantenimiento, reparar o cambiar un componente del transformador.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Subestación de distribución

Una subestación eléctrica de distribución es una instalación fundamental en la infraestructura eléctrica que se encarga de modificar los niveles de voltaje de la electricidad para distribuir la energía de manera segura y eficiente desde las plantas generadoras hacia los consumidores finales [1]. Su función principal es reducir la tensión eléctrica de alto voltaje a niveles más bajos, adecuados para su uso en hogares, industrias y comercios.

Los equipos principales de una subestación eléctrica son:

- Transformador de potencia.
- Interruptor de potencia.
- Transformador de corriente.
- Transformador de potencial.
- Apartarrayos o pararrayos.
- Cuchillas seccionadoras.
- Banco de baterías.
- Sistemas de control.

1.4.2 Transformador

Un transformador es un dispositivo electromagnético estático, lo que significa que no tiene partes móviles, diseñado para trabajar con corriente alterna. Su función principal radica en la capacidad de transmitir potencia eléctrica desde un devanado a otro. Estos devanados son eléctricamente independientes, pero están unidos a través de un circuito magnético. Esta característica única del transformador permite modificar las magnitudes eléctricas, como la tensión, con el propósito de ajustarlas a los valores necesarios para su aplicación específica.

El transformador es esencial en la infraestructura eléctrica, ya que facilita la distribución eficiente de energía eléctrica desde las estaciones generadoras hasta los consumidores, adaptando las tensiones a lo largo del proceso. Su capacidad para aumentar o disminuir la tensión es crucial para la transmisión y distribución de electricidad a lo largo de largas

distancias con pérdidas mínimas y para adaptarla a las necesidades de los dispositivos y equipos eléctricos. Este papel fundamental hace que el transformador sea un componente esencial en la generación y entrega de energía eléctrica en todo el mundo.

1.4.3 Mantenimiento

El mantenimiento implica tomar medidas para conservar la vida de un objeto o reparar un objeto con el fin de garantizar que pueda operar de acuerdo con su diseño y propósito. Desde una perspectiva económica, se busca minimizar la realización de mantenimiento, ya sea reduciendo su frecuencia o modificando su enfoque. Los objetivos fundamentales del mantenimiento incluyen:

- Prevenir y/o solucionar posibles fallos o averías.
- Medir y/o evaluar el estado de un equipo o activo.
- Reducir los costos asociados a su ejecución.

Se puede clasificar los tipos de mantenimiento como:

- **Mantenimiento correctivo:** El mantenimiento correctivo es aquel que se lleva a cabo después de que un equipo ha experimentado una falla o un funcionamiento deficiente, lo que resulta en daños que necesitan ser reparados o dar de baja el equipo y sustituirlo.
- **Mantenimiento preventivo planificado:** Se trata del mantenimiento que debe ejecutarse de forma periódica, siguiendo un cronograma predefinido tomando en cuenta las características e importancia de cada equipo y sus componentes.
- **Mantenimiento preventivo predictivo:** Se lleva a cabo mediante cálculos y diversas estrategias predictivas con el propósito de ejecutar el mantenimiento antes de que el equipo presente fallos .
- **Mantenimiento basado en condición:** El mantenimiento basado en condición (CBM) es un enfoque estratégico que se centra en la supervisión continua de las condiciones de funcionamiento del equipo. En lugar de seguir un calendario de mantenimiento preestablecido, este método utiliza datos en tiempo real y pruebas

específicas para evaluar el estado del equipo y determinar cuándo es necesario realizar tareas de mantenimiento.

1.4.4 Vida útil del transformador

El tiempo de vida útil que puede tener un transformador esta influenciada por diversas condiciones que pueden afectar su rendimiento y duración.

Algunas de estas condiciones incluyen:

- **Sobrecalentamiento:** La vida del transformador, su eficiencia y la integridad de sus componentes internos pueden verse afectadas en función del grado y la duración del sobrecalentamiento, con posibles consecuencias como interrupciones en el suministro eléctrico o incluso representar un riesgo para la seguridad de personas y propiedades. [2]
- **Papel aislante:** El papel aislante desempeña una función esencial en el interior de un transformador, ya que exhibe características clave, como resistencia eléctrica, resistencia mecánica a la tracción, resistencia térmica y una eficaz transferencia de calor. Este papel está compuesto principalmente por celulosa, que se conforma mediante cadenas repetitivas de glucosa. La cantidad de moléculas de glucosa, conocida como grado de polimerización, guarda una relación directa con la duración efectiva del papel. En otras palabras, a medida que el grado de polimerización aumenta (entre 1,000 y 1,500), se incrementa proporcionalmente el porcentaje de vida útil del papel. [3]
- **Cargas anormales:** Operar constantemente por encima de su capacidad nominal o someterse a cargas anormales puede generar desgaste prematuro y reducir la vida útil.
- **Niveles de humedad:** La presencia excesiva de humedad puede contribuir a la degradación del aislamiento, provocando fallos en el transformador.

Numerosos autores estiman la vida útil del transformador en un rango de 25 a 40 años; sin embargo, en escenarios no cotidianos o de sobrecarga, la vida

útil del transformador está condicionada por su método de operación y su régimen de mantenimiento.

1.4.5 Aislamiento

El aislamiento desempeña un papel crucial en los equipos eléctricos al garantizar la diferencia de potencial entre sus diversas partes. La integridad del aislamiento es, por lo tanto, esencial para evaluar la confiabilidad del transformador.

La vida de los transformadores está influenciada por la disminución de la resistencia mecánica del aislamiento de papel, por lo que resulta crucial evaluar el grado de envejecimiento del papel [4].

El aislamiento líquido, generalmente compuesto por aceite mineral, tiene como función principal proporcionar rigidez dieléctrica básica al separar los arrollamientos e impregnar el papel que recubre los conductores. Es esencial mantener el aceite en condiciones óptimas, ya que su degradación incrementa el riesgo de fallos en el transformador, afectando su correcto funcionamiento.

El aceite experimenta un proceso de envejecimiento influenciado por diversos factores, tales como la oxidación provocada por la presencia de oxígeno, que genera lodos, la temperatura, que activa procesos de oxidación y otras reacciones de descomposición del aceite, y la exposición a la luz y al agua, los cuales reducen significativamente la rigidez dieléctrica. [5]

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

Las estrategias utilizadas para evaluar la condición del transformador parten del principio de que la vida útil del equipo está mayormente vinculada a la degradación del papel aislante [6]. Este método permite una estimación aproximada del tiempo que un transformador podrá estar en servicio. Esto se logra recolectando información sobre ciertos componentes presentes en el aceite, los cuales se generan a partir de reacciones químicas causadas por el deterioro del papel, o analizando factores que afectan directamente la vida útil del papel, tales como la temperatura, la humedad y la exposición al oxígeno.

2.1 Envejecimiento debido a la temperatura a la que es sometido el transformador.

La degradación o deterioro del aislamiento del transformador se ve principalmente afectada por la temperatura a la que se expone y la duración de dicha exposición. Dado que la temperatura no se distribuye de manera uniforme dentro del transformador, la región que experimenta la mayor acumulación de calor (puntos calientes) durante su funcionamiento experimentará un deterioro del aislamiento más significativo. [7]

Los resultados de experimentos indican que la relación entre el deterioro del aislamiento, el tiempo y la temperatura sigue una adaptación de la relación de la reacción de Arrhenius., expresada en la ecuación 1:

$$Vida(pu) = A \times e^{\frac{B}{\theta_c + 273}}$$

Ecuación 1: Vida útil del transformador

Donde se tiene:

θ_c : temperatura HotSpot (HST), en °C

A, B: constantes que dependen de la energía necesaria para llevar la reacción.

La curva que representa la vida del aislamiento del transformador en unidades de potencia (PU), como se muestra en la Figura 2-1, establece la relación entre la vida del aislamiento del transformador en valores de por unidad (PU) y la temperatura HotSpot a la que es sometido del bobinado. Esta curva es aplicable tanto a transformadores de distribución como a transformadores de potencia, ya que ambos tipos utilizan la misma celulosa como aislante del conductor.

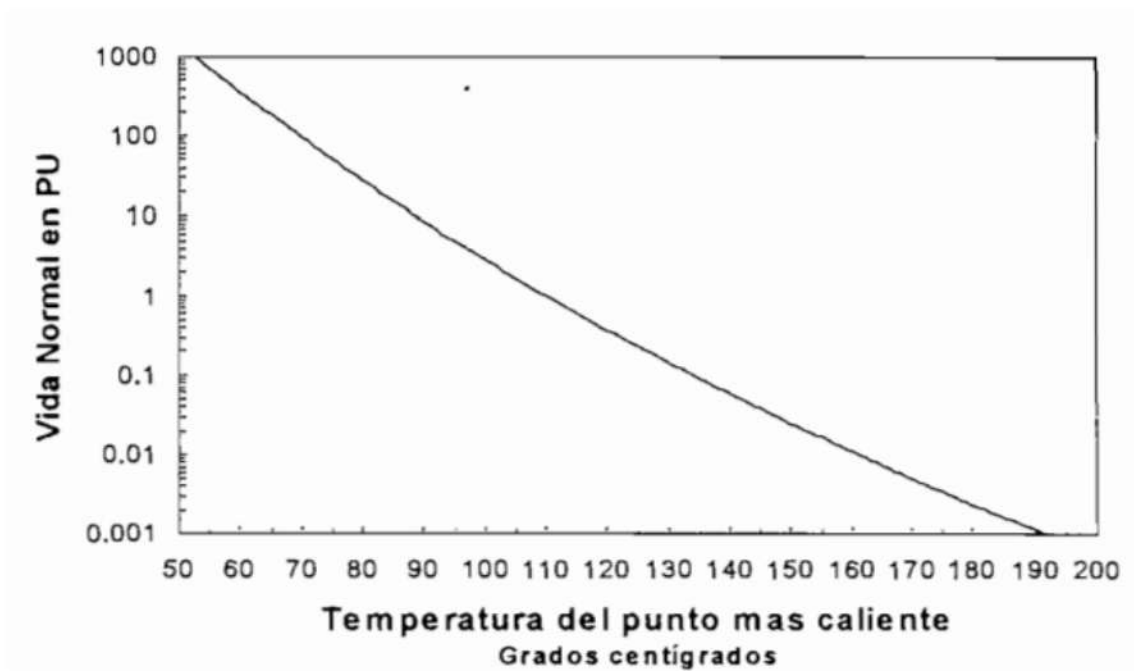


Figura 2-1: La relación entre la duración del transformador y la temperatura del punto más caliente.

La curva que representa la durabilidad del aislamiento de un transformador en valores de por unidad (PU), como se puede observar en la Figura 2-1, esta curva tiene dos aplicaciones principales: proporcionar una base para calcular el factor de aceleración del envejecimiento (FAE) para condiciones específicas de carga y temperatura, así como para cargas variables y temperaturas durante periodos de 24 horas.

Además, se presenta una curva de FAE en función de la temperatura del punto más caliente para un incremento de 110 °C en la elevación del sistema de aislamiento, como se muestra en la Figura 2-2, y su ecuación se expresa en la ecuación 2 a continuación:

$$F_{AE} = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_C + 273} \right]}$$

Ecuación 2: Factor de aceleración del envejecimiento.

El F_{AE} tiene un valor superior a 1 cuando las temperaturas del punto más caliente del bobinado superan la referencia de 110 °C, y un valor por debajo de 1 cuando estas temperaturas son inferiores a 110 °C.

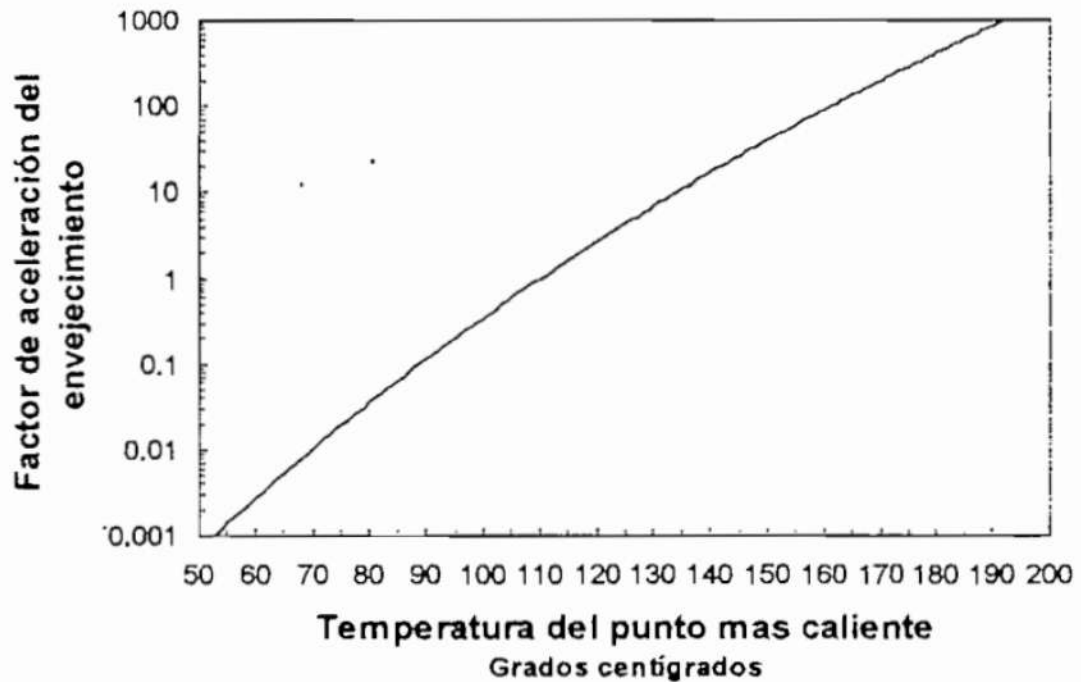


Figura 2-2: Factor de aceleración del envejecimiento relativo a 110°C

La ecuación 2 puede aplicarse para determinar el envejecimiento equivalente del transformador, como se describe en la ecuación 3. La vida del equipo, expresada en horas o días, se verá afectada por un ciclo de temperatura en un período de tiempo específico se puede calcular de la siguiente manera:

$$F_{EQE} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AE,n} \times \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n}$$

Ecuación 3: Envejecimiento equivalente del transformador

donde:

F_{EQE} : factor de envejecimiento equivalente para el periodo de tiempo total

n: índice del intervalo de tiempo, t

N: número total de intervalos de tiempo

$F_{AE,n}$: factor de aceleración del envejecimiento para la temperatura que tiene durante el intervalo de tiempo Δt_n .

Δt_n : intervalo de tiempo en horas

La curva de vida del aislamiento en la Figura 2-1 permite poder realizar el cálculo del porcentaje total de la vida perdida en el transformador. Este cálculo es esencial para establecer de manera arbitraria la vida de operación del aislamiento en

relación con la temperatura a la que es sometido, expresada en horas o años. El porcentaje de pérdida de vida durante un periodo de tiempo estudiado se determina multiplicando F_{EQE} por el período de tiempo en horas, y luego multiplicando por 100 para obtener el resultado en porcentaje. La vida típica del aislamiento, como se describe en la ecuación 4, es el denominador de esta fracción. Por lo tanto, el numerador de la ecuación 4 representa la vida equivalente en horas en relación con la temperatura actual durante el período de tiempo t.

$$\%Perdida\ de\ vida(temperatura) = \frac{F_{EQE} \times t}{vida\ normal\ del\ aislamiento} \times 100\%$$

Ecuación 4: Porcentaje de pérdida de vida debido a la temperatura

2.1.1 CALCULO DE LAS TEMPERATURAS EN EL TRANSFORMADOR

2.1.2 TEMPERATURA HOTSPOT (HST)

La temperatura del punto más caliente se caracteriza como la temperatura más elevada en el transformador, generalmente ubicada en la espira más interna y elevada del arrollamiento [8], y se define como:

$$\theta_c = \theta_o + \theta_G + \theta_A$$

Ecuación 5: Temperatura del punto más caliente

Donde:

θ_c : Temperatura HotSpot de la carga.

θ_o : Temperatura en el tope del aceite.

θ_G : Temperatura del devanado.

θ_A : Temperatura ambiente.

Para el cálculo de θ_o se tiene la siguiente ecuación:

$$\theta_o = (\theta_{of} - \theta_{oi}) \times \left(1 - e^{\frac{-t}{\tau_R}}\right) + \theta_{oi}$$

Ecuación 6: Diferencia de temperatura del aceite en un intervalo de tiempo t

Donde se tiene:

t: intervalo de tiempo en horas durante la carga.

θ_{of} : Valor final de la temperatura del tope del aceite en un intervalo de tiempo t para una carga K.

θ_{oi} : Valor inicial de la temperatura del tope del aceite en un intervalo de tiempo t para una carga K.

τ_R : Constante de tiempo térmico del aceite a plena carga para un aumento de temperatura tomando el valor inicial de cero.

Para poder calcular el valor final de la temperatura del tope del aceite se tiene la siguiente ecuación para una carga K:

$$\theta_{of} = \theta_{or} \times \left[\frac{(K_i^2 \times R) + 1}{R + 1} \right]^n$$

Ecuación 7: Valor final de la temperatura del tope del aceite

Donde se tiene:

K_i : carga expresada en PU.

R : Relación entre las pérdidas a plena carga y las pérdidas en el vacío.

θ_{or} : Diferencia entre la temperatura en la parte superior del aceite y la temperatura ambiente a carga nominal.

n : constante de perdida de potencia cuando la temperatura incrementa.

Para el cálculo de θ_G tenemos la siguiente ecuación:

$$\theta_g = (\theta_{gf} - \theta_{gi}) \times \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_c}} \right) + \theta_{gi}$$

Ecuación 8: Diferencia de temperatura entre el punto más caliente del devanado al final de un intervalo de tiempo t

Donde se tiene:

θ_{gf} : Temperatura final en el punto más caliente del conductor en un intervalo de tiempo para una carga K.

θ_{gi} Temperatura inicial en el punto más caliente del conductor en el inicio del intervalo de tiempo para una carga K.

τ_c : Constante de tiempo térmico del HotSpot.

Es importante tener en cuenta que el valor de θ_{gi} en el inicio del intervalo es el valor de θ_{gf} del intervalo anterior. El aumento de la temperatura θ_g es el valor de θ_{gf} para la carga K dentro de ese intervalo.

$$\theta_{gf} = K^{2n} \times \theta_{gr}$$

Ecuación 9: Temperatura final en el punto más caliente del conductor

Donde:

θ_{gr} : Aumento de la temperatura HotSpot del conductor en relación del tope del aceite para una carga K.

$$\theta_{gr} = \theta_{br} - \theta_{or} + 15$$

Ecuación 10: Aumento de temperatura HotSpot en relación del tope del aceite

Donde:

θ_{br} : Valor promedio de la temperatura ambiente en relación con la temperatura del bobinado.

2.1.3 Constante térmica del transformador

También conocida como la "Constante de térmica de tiempo para el transformador" se define como el período requerido para que la temperatura del aceite cambie desde su estado inicial hasta su estado final.

El cálculo de esta constante de tiempo se realiza mediante:

$$\tau_t = \frac{C \times \theta_{or}}{P_T}$$

Ecuación 11: Constante de tiempo para la carga nominal

Donde:

C : capacidad térmica del transformador, W-h/°C.

P_T : pérdidas totales del transformador a carga nominal, W.

θ_{or} : diferencia entre la temperatura en el punto superior del aceite la temperatura ambiente a carga nominal, °C.

τ_t : Constante de tiempo para la carga nominal.

El valor de pérdidas del transformador puede ser aproximado utilizando la eficiencia de este a partir de los valores de capacidad de los transformadores, siguiendo la norma Nema Standards Publication TP1-2002 de eficiencia energética.

THREE PHASE	
KVA	EFICIENCIA (%)
15	97.90%

30	98.25%
45	98.39%
75	98.60%
112.5	98.74%
150	98.81%
225	98.95%
300	99.02%

Tabla 2-1: Eficiencia de un transformador por su capacidad

La capacidad térmica del transformador es característico de cada uno de estos y se puede calcular por:

$$C = 0.1323 \times P_{NB} + 0.0882 \times P_T + 0.3513 \times V_A$$

Ecuación 12: Capacidad térmica

Donde:

P_{NB} : Peso del núcleo y ensamblaje de la bobina en kilogramos.

P_T : Peso del tanque y accesorios en kilogramos.

V_A : Litros de aceite.

La ecuación 12 puede aplicarse tanto a transformadores que tengan bobinados de cobre como transformadores con bobinados de aluminio.

Debido a los cambios de temperatura la constante de tiempo en el punto más caliente en función de dicho cambio es calculada como:

$$T_R = \frac{\frac{\theta_{of}}{\theta_{or}} - \frac{\theta_{oi}}{\theta_{or}}}{\left(\frac{\theta_{of}}{\theta_{or}}\right)^{1/n} - \left(\frac{\theta_{oi}}{\theta_{or}}\right)^{1/n}} \times \tau_t$$

Ecuación 13: Constante de tiempo térmico del punto más caliente

Para el intervalo inicial es necesario suponer que el valor de θ_{oi} es igual a cero.

2.1.4 Temperatura ambiente

Dado que las ecuaciones para calcular la vida del transformador dependen de la temperatura ambiente y esta variable tiene un impacto considerable en el cálculo, es necesario recopilar las temperaturas durante los períodos en los que se realizaron las mediciones de las curvas de carga diarias.

La norma IEEE C57.91.1995 sugiere utilizar la temperatura ambiente promedio para estimar la vida útil esperada del transformador. También recomienda aumentar las temperaturas ambiente promedio diarias en 5°C como medida de precaución. Este margen adicional asegura que la temperatura promedio aproximada no exceda la temperatura máxima en la mayoría de los días del mes. Además, en los casos donde esto ocurra, la pérdida adicional de vida del equipo no será significativa.

2.2 Envejecimiento debido a la presencia de furanos

Los furanos al ser un indicador ligado directamente a la degradación del papel aislante del transformador pueden exponer en gran medida el envejecimiento de este. Estos compuestos son conocidos por ser especialmente sensibles a la degradación térmica y a la oxidación. A pesar de ello, la información práctica disponible sobre su estabilidad en el amplio rango de temperaturas que un transformador en funcionamiento puede experimentar es limitada. Además, se sabe poco sobre su preferencia relativa por el aceite o el papel una vez que se generan dentro del transformador. [9]

La presencia de furanos en el aceite de un transformador en un momento determinado se ve afectada por varios factores, que incluyen la cantidad previa de furanos en el aceite, la producción de furanos como resultado del deterioro del aislamiento de celulosa durante un período específico, la distribución de furanos entre el aceite y el papel, la descomposición de ciertos compuestos furánicos debido a problemas de estabilidad durante ese lapso, temperaturas que ayudan a la generación de estos compuestos y una serie de otros elementos variables.

En el documento de CIGRÉ 494 [10], se proporciona una tabla que inicialmente establece posibles razones detrás de la formación de distintos compuestos furánicos:

COMPUESTO	DIAGNOSTICO
5-HMF (5Hidroximetil furfural)	Oxidación
2-FOL (2-furfurilalcohol)	Alta humedad

2-FAL (2Fufural)	Sobrecalentamiento o envejecimiento natural del equipo
2-ACF (2Acetilfurano)	Causas no definidas por su rareza
5-MEF (5-metil-2-furfural)	Temperaturas sobre 110°C

Tabla 2-2: Posibles causas de formación de furanos.

Aunque resulta desafiante poder estimar la vida útil del papel aislante de un transformador considerando el contenido de furanos en el aceite, varios autores han intentado desarrollar fórmulas que nos permitan calcular el índice de polarización del papel en relación con el contenido de furanos. A continuación, se presentan las principales fórmulas propuestas por distintos autores:

De Pablo en el año 1999 [11] logro definir un modelo para la degradación del papel aislante que postula que cada vez que tres cadenas de celulosa se rompen, se genera una molécula de 2-furfural. Basándose en esto, De Pablo logró demostrar que la cantidad de furfural disuelto en el aceite puede ser expresada utilizando la siguiente ecuación:

$$2FAL \times \left(\frac{\mu g}{g \text{ paper}} \right) = \frac{10^6}{162 \times DP_o} \times N \times 96 \times 0.3 = 222 \times N$$

Ecuación 14:2-Furfular disuelto en aceite.

Donde:

DP_o : Grado de polimerización inicial (800).

162: Peso molécula de glucosa, constituyente de la celulosa.

N: Número de roturas de la cadena.

96: Peso molecular del furfural.

0,3: Rendimiento de la reacción

Estableciendo una relación (R) entre el aceite y el papel de 25, la ecuación anterior se puede escribir:

$$2FAL \times \left(\frac{mg}{Kg \text{ aceite}} \right) = \frac{222 \times N}{R} = 8.88 \times N$$

Ecuación 15:Degradación de la celulosa

El número de roturas de enlaces (N), se escribe como:

$$N = \frac{DP_o}{DP} - 1$$

Ecuación 16: Número de roturas de enlace N

Combinando las fórmulas, obtenemos:

$$DP = \frac{8.88 \times DP}{8.88 + 2FAL} = \frac{7100}{8.88 + 2FAL}$$

Ecuación 17: Relación entre 2FAL y grado de polimerización

La fórmula previamente mencionada establece la relación entre el furfural (2FAL), expresada en miligramos por kilogramo de aceite, y el grado de polimerización del papel de celulosa. Los valores mínimos del grado de polimerización del papel de celulosa se encuentran dentro del rango de 180 a 200 unidades. La cantidad máxima de furfural (2FAL) disuelto en el aceite del transformador es de 30 miligramos por kilogramo, y este valor se obtiene utilizando la ecuación 17.

Sin embargo, la probabilidad de que todo el papel se degrade de forma homogénea en todo el equipo es muy baja, dado que no todo el papel está expuesto a las mismas condiciones. Por lo tanto, es necesario ajustar la ecuación 19 según las condiciones específicas de operación del transformador.

Por ejemplo, operación nominal y bajo condiciones “normales”, podría suponerse que el 20% del aislamiento de los arrollamientos se deteriora el doble de rápido que el resto del aislamiento del transformador, lo que equivale al 33% del total de furfural. Por lo tanto, el máximo nivel de degradación debería ser:

$$N_{max} = \frac{2FAL \times 0.33}{8.88 \times 0.2} = 0.186 \times 2FAL$$

Ecuación 18: Nivel máximo de degradación

$$DP_{min} = \frac{800}{(0.186 \times 2FAL) + 1}$$

Ecuación 19: Grado de polimerización mínimo

En el año 2000, V. Kema, J.M. Wetzler, G.J. Cliteur y W.R. Rutgers [12] sugieren establecer una relación entre el grado de polimerización (DP) de un transformador y los niveles de furanos y monóxido de carbono (CO), utilizando datos obtenidos de transformadores que estaban ya fuera de servicio. Esta conexión se identificó al observar que, al representar el grado de polimerización en relación con el contenido de furanos, se observaba una variabilidad significativa en los datos. Esta variabilidad se corrige al incluir la concentración de gases disueltos en el aceite del transformador en la fórmula.

La relación propuesta por estos autores es la siguiente:

$$DP = 1.75 \times 10^{-5} \times X^2 - 0.17 \times X + 564$$

Ecuación 20: Relación entre grado de polimerización y contenido de furanos

Donde:

DP: Grado de polimerización

X: [Furfural]*[CO].

La Figura 2-3 muestra la relación entre DP y X en ppm para transformadores que se encuentran fuera de servicio o mantenimiento:

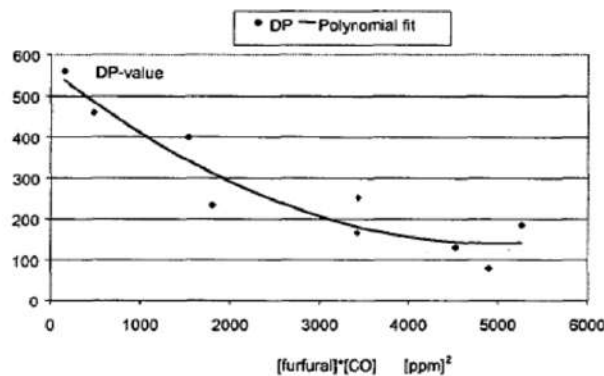


Figura 2-3: Relación entre el grado de polimerización (DP) y X= [Furfural]*[CO] para 9 transformadores

En 2007, W. Flores, E. Mombello, G. Rattá y J.A. Jardini [13] establecen una conexión entre el grado de polimerización del papel aislante y la concentración de furanos presentes, diferenciando entre transformadores con aislamiento sólido de papel Kraft y transformadores con aislamiento sólido de papel térmicamente mejorado. Para los transformadores sin papel térmicamente mejorado, la estimación más precisa del grado de polimerización se logra utilizando el contenido de furano de 2-furaldehído (2-FAL), que es el que presenta las concentraciones más elevadas en los experimentos realizados.

La ecuación propuesta por estos autores es la siguiente:

$$DP = \frac{\log(2FAL \times 0.88) - 4.51}{-0.0035}$$

Ecuación 21: Grado de polimerización se obtiene utilizando el contenido del furano tipo 2-FAL

La curva presentada en la Figura 2-4 representa la relación establecida en la ecuación 21. En esta curva, se calcula el valor de DP para diversas concentraciones de 2FAL.

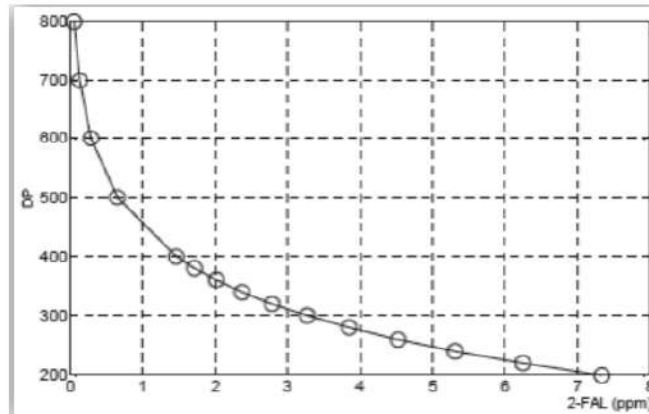


Figura 2-4: Valor del grado de polimerización (DP) en función del contenido de 2-furfural (2FAL)

Para transformadores que cuentan con papel térmicamente mejorado, el cálculo se fundamenta en el contenido total de furanos. El cálculo es el siguiente:

$$DP = \frac{\log(\text{total de furanos}) - 4.0355}{-0.002908}$$

Ecuación 22: Grado de polimerización debido al contenido total de furanos.

Esta relación se representa en la Figura 2-5, donde se determina el valor de DP para distintas concentraciones del contenido total de furanos:

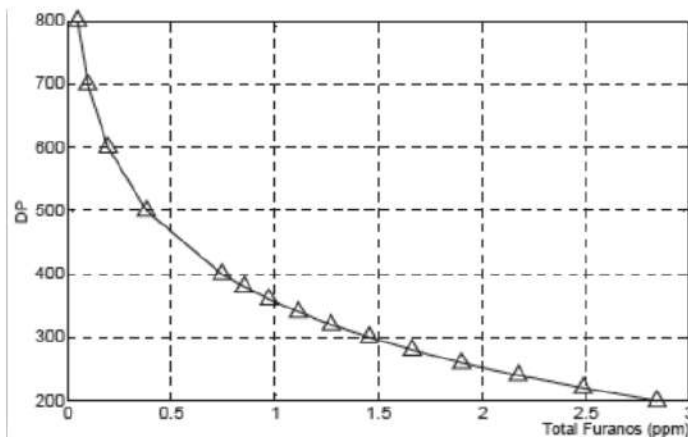


Figura 2-5: Valor del grado de polimerización (DP) en función del contenido total de furanos

Los valores del grado de polimerización (DP) obtenidos en las ecuaciones 21 y 22, permiten calcular la vida utilizada con la siguiente ecuación:

$$\%VidaUtilizada = \frac{\log(DP) - 2.903}{-0.006021}$$

Ecuación 23: Vida útil con relación al grado de polimerización.

También sugieren tomar en cuenta el efecto en el envejecimiento del papel debido a las concentraciones de 4 compuestos esenciales que aparecen en el deterioro de este (CO, CO₂, 2-FAL y DP). Utilizando un análisis estadístico, se evalúa la vida restante de un conjunto de transformadores. Esta técnica implica una relación lineal entre el grado de polimerización y estos compuestos: monóxido de carbono, dióxido de carbono, algunos furanos y el contenido total de furanos. La ecuación que relaciona el DP con los productos que influyen en el factor de envejecimiento es la siguiente:

$$DP = C_o + a \times \log(CO) + b \times \log(CO_2) + c \times \log(\text{total de furanos}) + d \\ \times \log(2FAL) + e \times \log(2Acetil - furano) + f \\ \times \log(5Metil - 2FAL)$$

Ecuación 24: Relación del DP con indicadores de envejecimiento del papel dieléctrico

Donde:

DP: Grado de polimerización.

CO: Concentración de monóxido de carbono.

CO₂: Concentración de dióxido de carbono.

2FAL: Concentración de 2-FAL.

2Acetil - furano: Concentración de 2-acetilfurano.

5Metil - 2FAL: Concentración de 5-Metil-2-Furfural.

Co, a, b, c, d, e, f: Coeficientes.

Obteniendo el valor del DP, de la ecuación anterior, se obtiene la siguiente ecuación del tiempo de vida transcurrido:

$$Tiempo\ de\ vida\ transcurrido = 20.5 \times \ln\left(\frac{1100}{DP}\right)$$

Ecuación 25: Tiempo de vida en relación con DP

Los valores de los coeficientes a, b, c, d, e, f, y Co son calculados como:

$$C_0 = \omega_1 \times a_0 + \omega_2 \times b_0 + \omega_3 \times c_0 + \omega_4 \times d_0 + \omega_5 \times e_0 + \omega_6 \times f_0$$

$$a = \omega_1 \times a_1$$

$$b = \omega_2 \times b_2$$

$$c = \omega_3 \times c_3$$

$$d = \omega_4 \times d_4$$

$$e = \omega_5 \times e_5$$

$$f = \omega_6 \times f_6$$

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

Ecuación 26: Constantes de la relación de los furanos con el grado de polimerización

Los valores de estos coeficientes se muestran en la Tabla 2-3:

Parameter	Cci (Correlation coefficients)	Wi (Normalized correlation coefficient)	Normal fitting	Weighted coef.	Symbol	Range +/- (ppm/ppb)
Const	-	-	1897	1895	Co	-
CO (Carbon monoxide dissolved in oil)	0.792	0.172	-60.59	-62.89	a	30-400
Co2 (Carbon dioxide dissolved in oil)	0.715	0,160	-54.10	-52.02	b	219-4000
TF (Total Furan contents dissolved in oil)	0.782	0.170	-39.67	-40.53	C	40-1900
FD (2-Furaldehyde dissolved in oil)	0.776	0.169	-30.20	-30.61	d	10-1700
AF (2-Acetylfuran dissolved in oil)	0.752	0.164	-57.18	-56.17	E	2-32
M2F	0.755	0.164	-54.30	-53.56	f	4-67

(5-Methyle-2-Furfural dissolved in oil)						
---	--	--	--	--	--	--

Tabla 2-3: Parámetros del modelo propuesto

2.3 Envejecimiento debido a la humedad

La humedad también desempeña un papel importante en la reducción de la vida útil de un transformador, ya que afecta la eficacia del aislamiento del papel, lo que incrementa la probabilidad de fallos. Debido a que los materiales aislantes de celulosa, como el papel, el cartón y la madera, tienen una afinidad por el agua, mientras que el aceite es repelente al agua, la mayor parte de la humedad presente en el interior del transformador se concentra en el papel.

De acuerdo con Oomen y Prevost, gran porcentaje de agua se encuentra en el material aislante [14], y según Garijo [15], las concentraciones de humedad en el papel pueden ser hasta 200 veces mayores que en el aceite. Cuando la temperatura aumenta, naturaleza hidrofóbica del aceite disminuye, mientras que la capacidad de la celulosa aumenta. Esto provoca que parte del contenido de agua se transfiera del papel al aceite durante los aumentos de temperatura en el equipo (asociado a la temperatura HotSpot). Sin embargo, durante el enfriamiento, ocurre lo contrario. La migración del aceite al papel implica la ruptura de enlaces en las moléculas de agua y aceite, lo que requiere más tiempo y energía.

La ecuación 27 permite estimar el tiempo de vida para el papel aislante en años:

$$Expectativa\ de\ vida = \frac{1}{D_{Pfinal}} - \frac{1}{D_{Pinicial}} \times e^{\frac{13350}{T+273}A}$$

Ecuación 27: Expectativa de vida del papel aislante debido a la humedad

Donde se tiene:

D_{Pfinal} : Grado de polimerización final del papel.

$D_{Pinicial}$: Grado de polimerización inicial del papel.

A: Parámetro dependiente del ambiente químico.

Se recomienda un valor de 1000 para el grado de polimerización inicial ya que normalmente este suele ser el grado de polimerización con el cual los transformadores inician su vida de trabajo, en contraste, se establece un valor de

200 para el grado de polimerización final ya que este suele ser su valor típico al culminar su vida útil [16].

El parámetro A depende del contenido de agua en el papel, y según Emsley [17], estos parámetros dependen de los distintos niveles de humedad, los cuales se detallan en la Tabla 6.

HUMEDAD	A
Seco	1.07e+8
1%	3.05e+8
1.5%	6.27e+8
2%	7.8e+8
3%	2.03e+9
4%	3.65e+9

Tabla 2-4: Valores de A para el porcentaje de humedad

La siguiente Figura 2-6 muestra las curvas de vida para papel aislante a diferentes niveles de humedad en años.

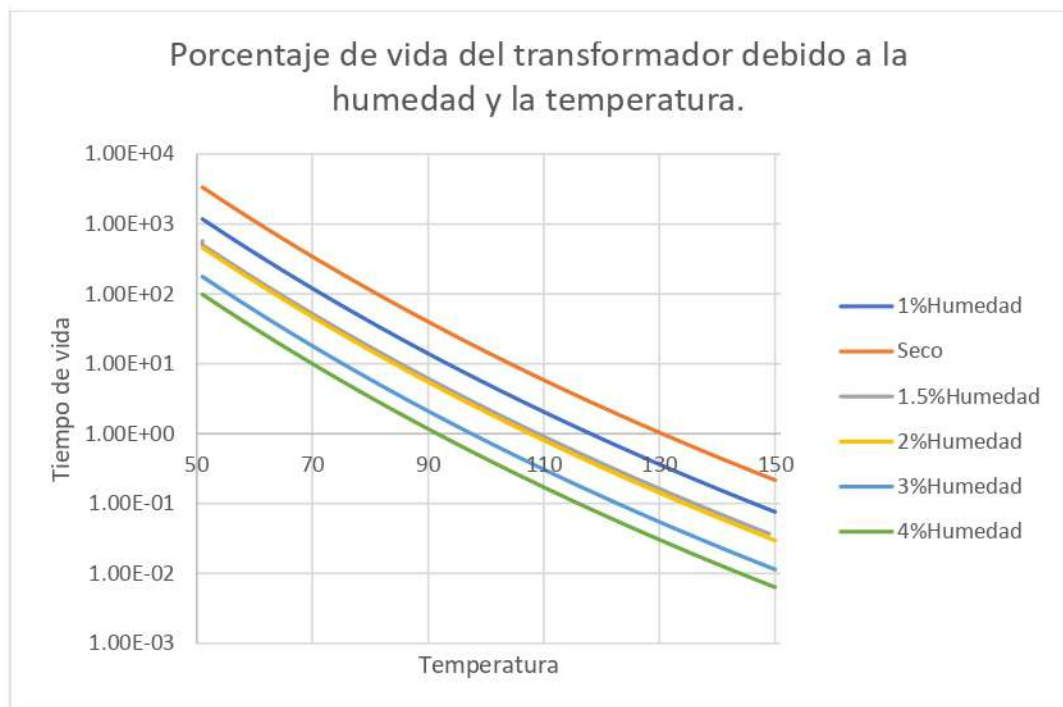


Figura 2-6: Años de vida debido al porcentaje de humedad en el transformador

A partir de las gráficas representadas en la Figura 2-6, es posible derivar factores de envejecimiento. Por ejemplo, si el transformador se encuentra sin humedad, con una temperatura promedio del aceite de 80°C, la estimación de vida sería de 113 años. En cambio, si la humedad aumenta al 2%, manteniendo la misma

temperatura de trabajo, la expectativa de vida del transformador disminuiría a aproximadamente 15.5 años, para un 4% de humedad manteniendo la misma temperatura tenemos que la vida disminuye ahora a aproximadamente 3.32 años. Se puede notar en gran medida que el aumento del nivel de humedad afecta en gran medida al envejecimiento del equipo. Tomando como valores estándares cuando la humedad del transformador pasa de seco a 2% de humedad el factor de envejecimiento aumenta en 5 y así mismo cuando este pasa de seco a 4% de humedad su factor de envejecimiento aumenta en 20, esto dependerá principalmente de la temperatura HotSpot en la que se encuentra operando el transformador.

Es crucial tener en cuenta que, en el análisis de envejecimiento del transformador debido a la humedad, se establece que el equipo comienza a ser afectado a partir del 2% de humedad en el papel para transformadores con voltajes inferiores a 69 kV, y a partir del 1.5% de humedad en papel para transformadores con voltajes mayores a 69 kV. Esta consideración se fundamenta principalmente en la norma IEEE Std 62TM-1995 [18] que establece estos valores como estándares aceptados.

2.4 Perfiles de estudio para evaluación de la metodología

Se plantean determinados perfiles para examinar la eficacia de la metodología propuesta. Estos perfiles representan las características específicas de un transformador en términos de su capacidad de carga y otras propiedades relevantes, lo que permite análisis de la metodología.

Para los perfiles siguientes se toma en cuenta la Tabla 2-5 para las características del transformador, perfiles de carga y valores humedad y grado de polimerización del papel aislante y la Tabla 2-6 para los valores del perfil de temperatura diaria a la que se expone el transformador.

Potencia nominal	50KVA
Modo de enfriamiento	OA
Peso de núcleo y bobinas	124kg
Peso del tanque	125kg
Volumen de aceite	132.5lts
Perdidas en el hierro	260W
Perdidas en el cobre	1180W

Elevación de la temp promedio del bobinado sobre el medio ambiente para cualquier carga	65°C
Elevación de la temp del tope del aceite sobre el ambiente	55°C
Constante de tiempo del punto más caliente	0.0834 horas
Grado de polimerización inicial	1088,52
%Humedad	1,5%
Constante de perdida de potencia frente al aumento de temperatura (n)	0.8

Tabla 2-5: Datos del transformador.

Hora	Temperatura ambiente	Hora	Temperatura ambiente	Hora	Temperatura ambiente	Hora	Temperatura ambiente
0	26	6	26	12	32	18	29
1	26	7	26	13	31	19	28
2	25	8	27	14	31	20	28
3	26	9	28	15	31.5	21	27
4	26	10	29	16	31	22	27
5	26	11	30	17	30	23	27

Tabla 2-6: Temperatura ambiente promedio por día

2.4.1 Perfil 1

Este perfil describe un transformador operando dentro de parámetros aceptables, con una carga que es menor del valor del 100% de su capacidad nominal. La Tabla 2-7 y la Figura 2-7 dan detalles del perfil de carga.

Hora	Carga(pu)	Hora	Carga(pu)	Hora	Carga(pu)	Hora	Carga(pu)
0	0.24740159	6	0.28942986	12	0.27955418	18	0.32187413
1	0.21125653	7	0.446338	13	0.26147067	19	0.40263125
2	0.19555758	8	0.45820118	14	0.24202021	20	0.46451275
3	0.19183131	9	0.39048479	15	0.25492635	21	0.46477901
4	0.18772663	10	0.33562754	16	0.26969123	22	0.38816987
5	0.20222794	11	0.30131574	17	0.26372326	23	0.30931991

Tabla 2-7: Datos de carga diaria del transformador del perfil 1



Figura 2-7: Curva de carga equivalente por hora del transformador del perfil 1

2.4.2 Perfil 2

Para este perfil, se considera el transformador trabajando con valores de carga por encima del 100% de la carga nominal. La Tabla 2-8 y la Figura 2-8 muestra el perfil de carga diaria.

Hora	Carga(pu)	Hora	Carga(pu)	Hora	Carga(pu)	Hora	Carga(pu)
0	0,54740159	6	0,38942986	12	1,07955418	18	1,06218741
1	0,51125653	7	0,446338	13	1,16147067	19	0,70263125
2	0,49555758	8	0,45820118	14	1,24202021	20	0,56451275
3	0,49183131	9	0,59048479	15	1,25492635	21	0,56477901
4	0,48772663	10	0,73562754	16	1,26969123	22	0,48816987
5	0,40222794	11	0,80131574	17	1,16372326	23	0,40931991

Tabla 2-8: Datos de carga diaria del transformador del perfil 2



Figura 2-8: Curva de carga equivalente por hora del transformador del perfil 2

Debido a una distribución inadecuada de la carga, entrada inesperada de carga o factores externos, este se encuentra operando con sobrecarga durante varias horas del día, lo que podría afectar a la integridad del equipo.

2.4.3 Perfil 3

Para este perfil se analiza que la carga del perfil 1 tiene un valor de crecimiento anual del 1,065566% junto a valores relacionados a compuestos furánicos tomados por año. Además, se tomará en cuenta el cambio del valor de la humedad de 1,5% a 3% a partir del año 12.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Análisis del perfil 1

Utilizando las ecuaciones de las secciones 2.1, 2.2 y 2.3 y el perfil de carga de la sección 2.4.1 se pudo obtener los siguientes valores para la temperatura de HST y sus valores del factor de envejecimiento:

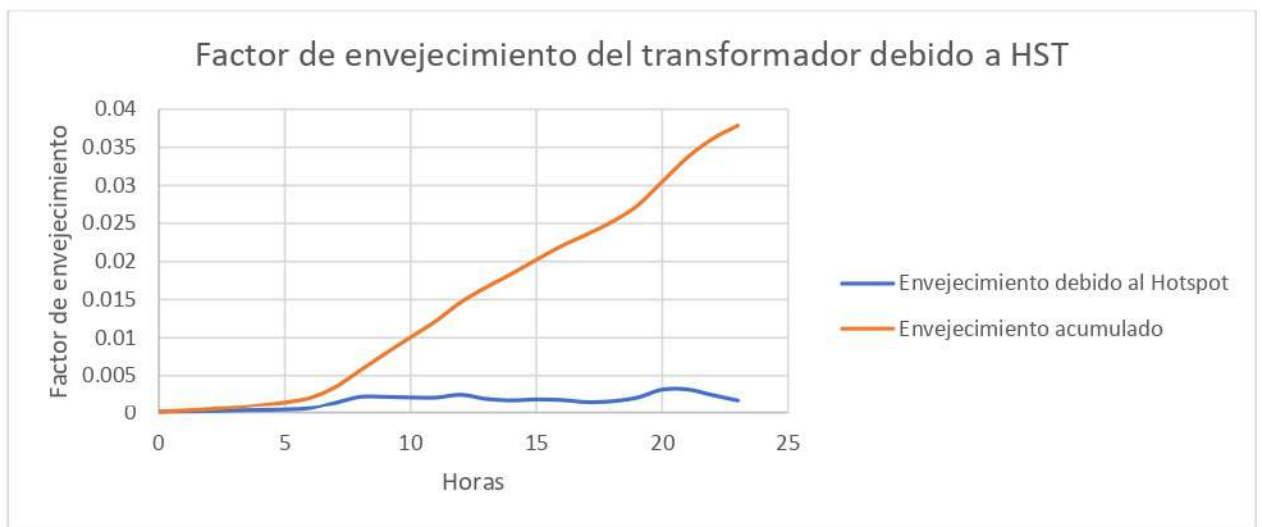


Figura 3-1: Factor de envejecimiento por HST

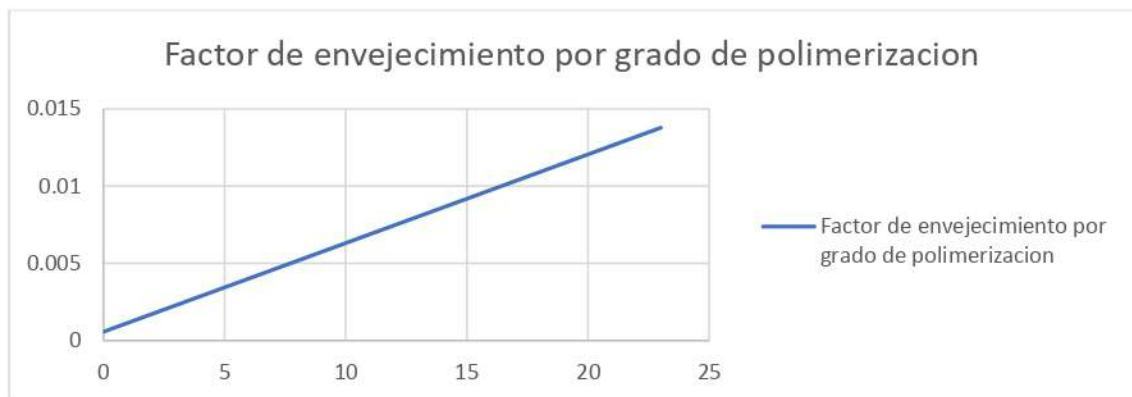


Figura 3-2: Envejecimiento total debido a HST, cargabilidad y DP

La vida normal de un transformador debido al envejecimiento generado por el HST y la carga a la que se somete el equipo es de 180000 horas o 20.55 años. En el perfil 1 pudo observar que al final del día de trabajo el valor del factor de envejecimiento acumulado fue de 0,003844764 horas. Con este valor se procedió a calcular el porcentaje de pérdida de vida o envejecimiento debido al HST.

$$F_{EQE} = \frac{0,037546672 \times 1}{24} = 0,001577213$$

$$\%Envejecimiento(HSF) = \frac{0,001564445 \times 24}{180000} \times 100\% = 2,10295E - 05\%$$

La pérdida de vida porcentual es mínima debido a que las temperaturas en las que opera el transformador no son elevadas. Para poder calcular la pérdida de vida total del equipo en horas tenemos:

$$Perdida\ de\ vida\ total = 180000 \times 2,08593E - 05 \times \frac{1}{100} = 0.037853116\text{horas}$$

Por lo que la vida útil del transformador debido al HST es:

$$Vida\ util = 180000 - 0.03754674 = 179999.9621\text{horas}$$

Y el porcentaje de vida útil fue el siguiente:

$$\%Vida\ util = \frac{Vida\ util}{Vida\ estimada} \times 100\% = \frac{179999.9621}{180000} \times 100 = 99.999978\%$$

El análisis de los compuestos furánicos indica en su lugar que la vida útil esperada por la degradación de la celulosa del papel aislante es de aproximadamente 25 años. En el perfil 1 se pudo observar que debido a que en el día de trabajo el valor del grado de polimerización no cambio por lo que se pudo obtener el porcentaje de envejecimiento por hora de 0,000574099% y en el día de 0,01377839% el cual fue calculado con la Ecuación 25 tomando en cuenta que el tiempo de vida estimada por los compuestos furánicos es de 25 años.

$$\%Envejecimiento\ por\ año = \left(20.5 \times \ln \left(\frac{1100}{DP} \right) \times \frac{100}{25} \right)$$

Y fue posible llevar la ecuación a horas tomando en cuenta la conversión de 1 año es equivalente a 8766 horas.

$$\%Envejecimiento\ por\ hora = \left(20.5 \times \ln \left(\frac{1100}{DP} \right) \times \frac{100}{25} \times \frac{1}{8766} \right)$$

El porcentaje de vida útil debido a compuestos furánicos se obtuvo con el siguiente calculo:

$$\%VidaUtil = 100 - \%Envejecimiento = 100 - 0,01377839 = 99.98622164\%$$

Aun cuando ambos valores son pequeños en comparación a la vida útil que el equipo tiene es necesario el poder recalcar que la degradación de la celulosa es afectada tanto por los compuestos furánicos que están presentes en el equipo y el HST al que está sometido.

Utilizando ambos valores obtenidos fue posible obtener el porcentaje de envejecimiento total del equipo en el día con la siguiente ecuación:

$$\%Envejecimiento\ total = \%Envejecimiento(HST) * \%Envejecimiento(DP)$$

Calculando se obtuvo lo siguiente:

$$\%Envejecimiento\ total = 2,10295E - 05 \times 0,01377839 = 2,89753E - 07\%$$

Y el porcentaje de vida útil restante del equipo:

$$\%Vida\ util = 100 - \%Envejecimiento\ total = 99,99999971\%$$

Como se pudo observar en la Figura 3-3 la influencia de la temperatura de HST y el grado de polimerización permiten que la degradación del transformador sea lenta ya que la carga a la que es sometido el equipo y su temperatura están en un rango saludable para el mismo.

3.2 Análisis del perfil 2

Utilizando las ecuaciones de las secciones 2.1, 2.2 y 2.3 y el perfil de carga de la sección 2.4.2 se pudo obtener los siguientes valores para la temperatura de HST y sus valores del factor de envejecimiento:



Figura 3-3: Factor de envejecimiento por HST

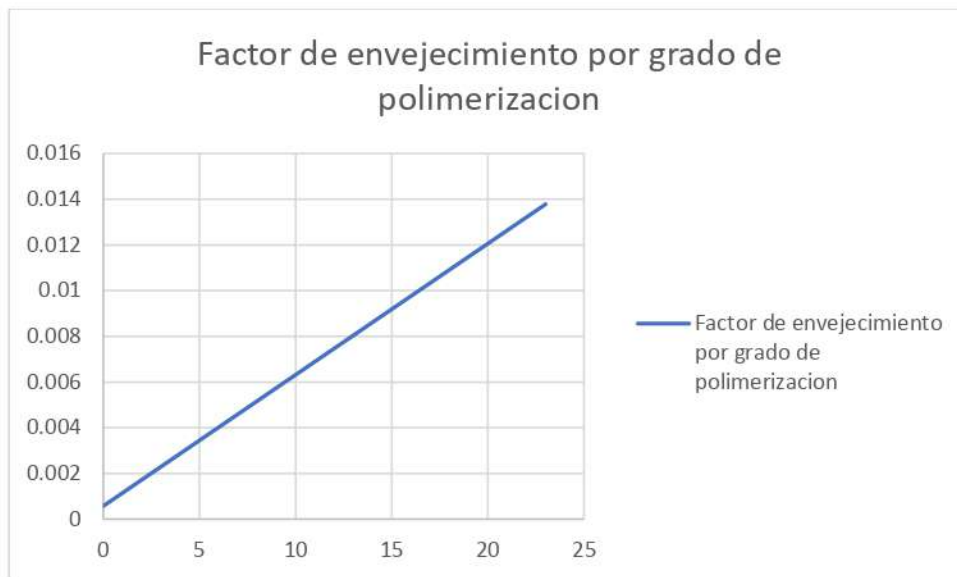


Figura 3-4: Factor de envejecimiento por DP

Para el perfil 2 se pudo observar a que debido a una distribución de carga que somete la sobrecarga al transformador el factor de envejecimiento debido a HST y el factor de envejecimiento total es mucho mayor al perfil 1; observando la gráfica podemos ver que el factor de envejecimiento en el perfil 1 tenía valores menores a 0,5 mientras que en el perfil 2 podemos observar que llega a tener valores por en el orden de las decenas, esto indico que el efecto del aumento de la carga influyo en gran medida en el envejecimiento del transformador.

	Perfil 1	Perfil 2
Temperatura máx. HST	60,994°C	142,0132261°C
Carga Max Pu	0,4647	1,26969123
Factor de envejecimiento HST	0,001577213	2,629755565
%De envejecimiento HST	2,10295E – 05%	0,035063408%
%Envejecimiento total	2,89753E-07%	0,000483117

Tabla 3-1: Comparación de los % de envejecimiento para cada perfil

Ya que se asumió que el valor de grado de polimerización para ambos perfiles era el mismo podemos notar en cambio que al haber un incremento en el valor de la curva de carga, sobre el valor de 1pu, este genera un incremento en el factor de envejecimiento debido a HST. Para el perfil 1 este factor era de 0,001577213 mientras que para el perfil 2 este aumento a 2,629755565 el cual es aproximadamente 1000 veces mayor. Observando detenidamente los datos

podemos intuir que este cambio fue debido a que el transformador estuvo operando a una temperatura HST Max de 142,01°C cuando el valor admisible como límite máximo de operación sin sufrir deterioro en el equipo es de 110°C. Con estos datos y habiendo calculado el porcentaje de vida útil para ambos perfiles tenemos lo siguiente:

	Perfil 1	Perfil 2
%Vida útil	99,99999971%	99,99951688%

Aunque no sea tan apreciable debido a que solo se está tomando en cuenta un día de carga sin tomar valores acumulados (asumiendo que este día de carga es el inicio de vida de operación del transformador) se pudo observar que el efecto del aumento de la carga por encima del 1pu de carga tiene un efecto en la degradación de la vida útil del equipo.

3.3 Análisis del perfil 3

Utilizando las ecuaciones de las secciones 2.1, 2.2 y 2.3 y el perfil de carga de la sección 2.4.2 se pudo obtener los siguientes valores para la temperatura de HST y sus valores del factor de envejecimiento, así como el valor del factor de envejecimiento debido a los compuestos furánicos presentes a través de los años:

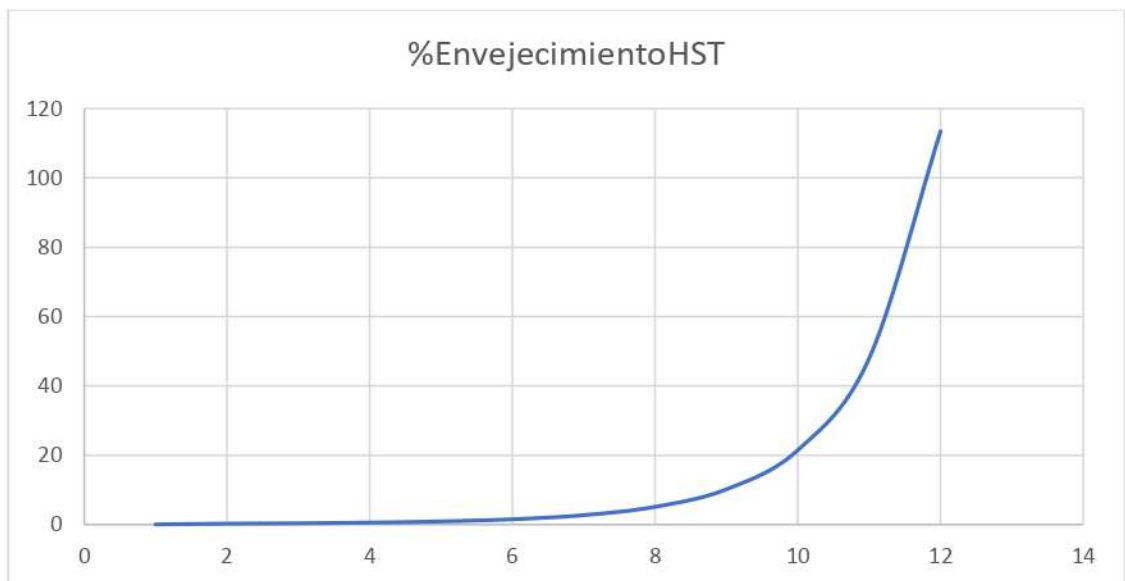


Figura 3-5: Envejecimiento debido a HST

Figura 3-6: Vida útil debido a HST

Año	%DeEnvejecimientoHST	%VidaUtilHst
1	0,000504708	99,9994953
2	0,003259966	99,99674
3	0,004806667	99,9951933
4	0,007400113	99,9925999
5	0,011934428	99,9880656
6	0,020222724	99,9797773
7	0,036100073	99,9638999
8	0,068039997	99,93196
9	0,13562038	99,8643796
10	0,286174507	99,7138255
11	0,639469821	99,3605302
12	1,51254167	98,4874583
13	3,78243833	96,2175617
14	9,980425982	90,019574
15	27,70953702	72,290463
16	80,66075145	19,3392485
17	100%	0

Tabla 3-2: %De envejecimiento y vida útil debido a HST

Con un incremento de carga anual de 1.0654% podemos observar que durante los primeros años el porcentaje de envejecimiento del equipo es menor al 4% por lo que se puede prescindir de realizar maniobras de mantenimiento que requieran la salida de servicio del equipo. Con el perfil 3 se pudo observar que solo tomando en cuenta el efecto del HST y el aumento de carga el transformador puede estar lo más cercano a su vida útil del 100% durante los primeros 13 años y a partir del año 14 es donde su vida útil decae un 4%, a partir de este año es desde el cual se debería realizar un mantenimiento para asegurar la integridad del equipo ya que siguiendo la norma ANSI/IEEE C57.91-2011 se estima un tiempo de vida útil del transformador de 25 años con un porcentaje máximo de deterioro de 4% cada año pero como podemos observar con el incremento que se tiene en el deterioro sin realizar maniobras de mantenimiento la vida útil del transformador se ve comprometida después del año 16.

Después de esto se realizó el análisis debido a los compuestos furánicos presentes, por lo que se realizó el cálculo pertinente teniendo los siguientes resultados:

Año	Dp	Porcentaje de vida consumida
1	1034,5	5,03255556
2	998,6	7,930315179
3	974,95	9,895700235
4	931,8	13,60767527
5	909,17	15,6237358
6	851,61	20,98681623
7	796,64	26,45833122
8	742,95	32,17981031
9	692,32	37,96740895
10	643,41	43,97523074
11	597	50,11416432
12	553	56,3920115
13	510,61	62,93166829
14	482	67,65995027
15	421,7	78,61924644
16	398	83,36230319
17	365	90,45978463
18	334,37	97,64701815
19	304,58	105,2987978

Tabla 3-3:%De envejecimiento por compuestos furanicos.

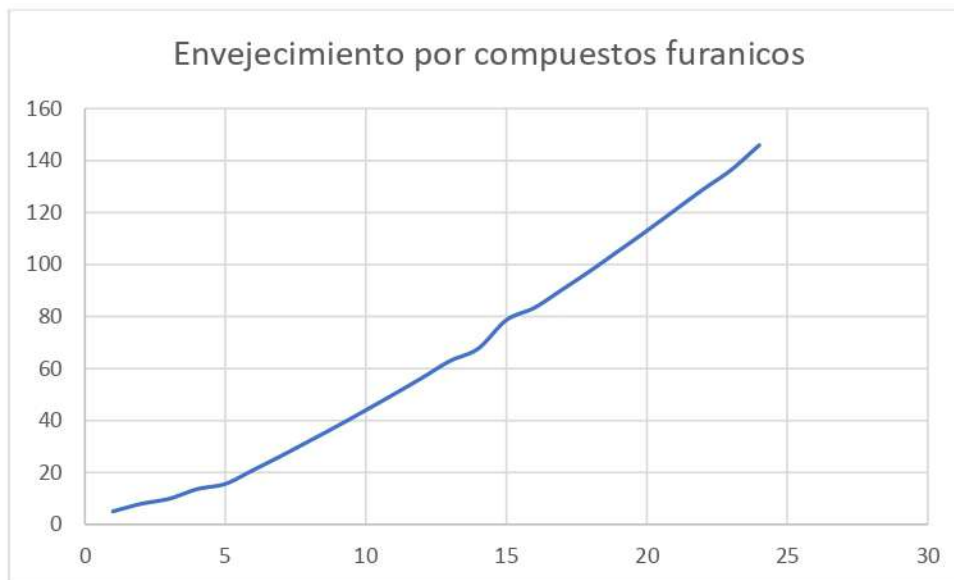


Tabla 3-4:%Envejecimiento debido a compuestos furanicos

Revisando los datos obtenidos se puede observar que el tiempo de vida útil por la degradación del papel aislante debido a los compuestos furánicos que reducen el

grado de polimerizacion del mismo es menor al tiempo de vida obtenido analizando solo el efecto de HST sobre el transformador.

Entre el año 18 y 19 se espera que debido al grado de polimerizacion el transformador llegue al limite aceptable y salga de servicio.

Al evaluar el 4% como criterio para determinar si se requerirá mantenimiento anual, se confirma que en el primer año se debe considerar realizar mantenimiento para reducir los compuestos furanicos del equipo, con miras a prevenir posibles fallos en el futuro.

Al conocer el porcentaje de envejecimiento debido a ambos factores fue posible poder calcular el envejecimiento total del transformador.

Utilizando la misma forma presentada en el perfil 1 obtenemos los siguientes valores:

Año	%Envejecimiento total(HST y CompFurn)	%VidaUtilTotal
1	0,00253997	99,99746
2	0,02585256	99,9741474
3	0,04756534	99,9524347
4	0,10069833	99,8993017
5	0,18646035	99,8135397
6	0,4244106	99,5755894
7	0,9551477	99,0448523
8	2,18951419	97,8104858
9	5,14915444	94,8508456
10	12,58459	87,41541
11	32,0464957	67,9535043
12	85,2952673	14,7047327
13	100%	0

Tabla 3-5:%De envejecimiento total y vida útil

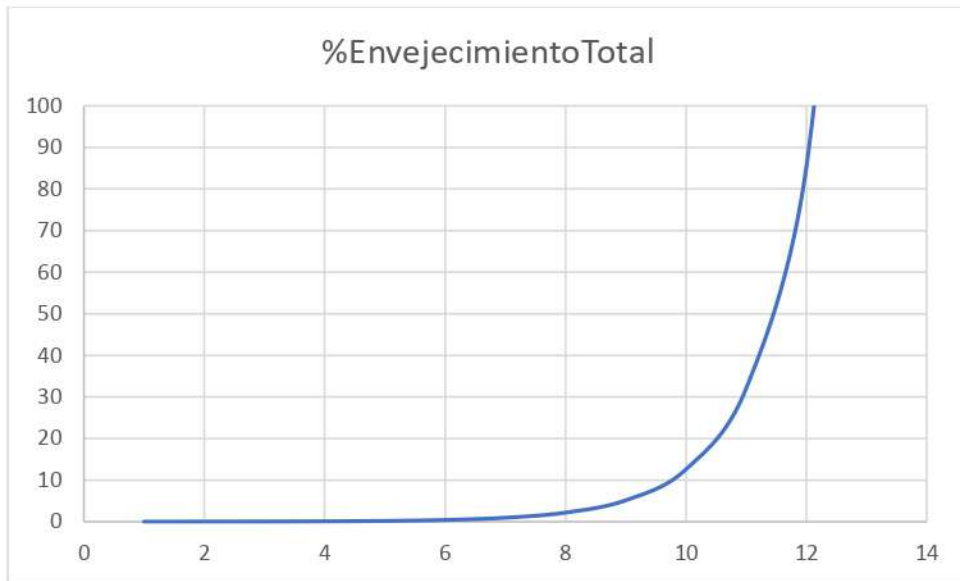


Figura 3-7: Porcentaje de envejecimiento total.

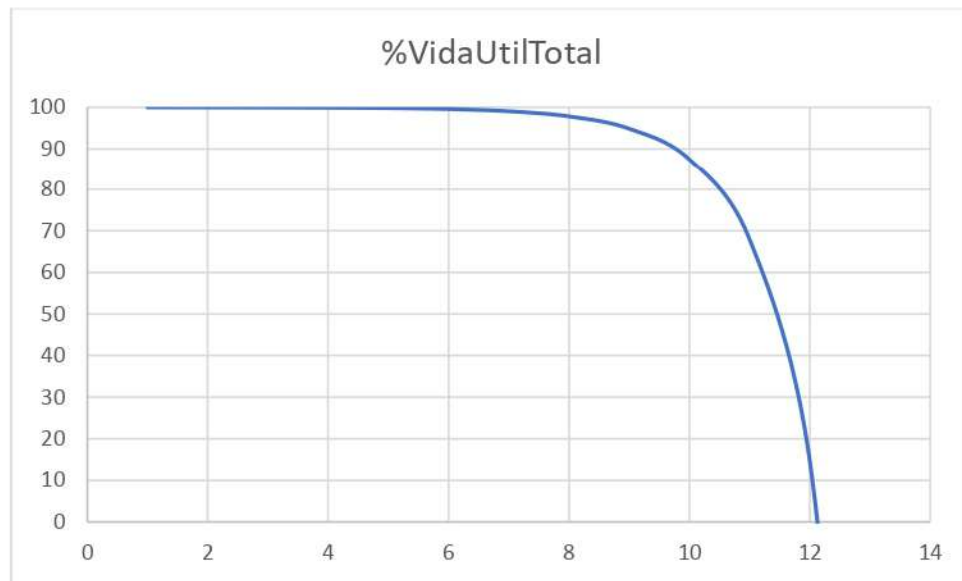


Figura 3-8: Porcentaje de vida útil total

Ambas figuras 3-7 y 3-8 presentaron las curvas del envejecimiento total del transformador y su vida útil considerando las condiciones de carga, temperatura y la presencia de compuestos furánicos del perfil 3. Según la norma ANSI/IEEE C57.91-2011, se estima que el transformador pueda operar aproximadamente 25 años, pero al observar los datos obtenidos se puede corroborar que entre el año 12 y 13 el transformador termina su ciclo de vida de trabajo.

En la Tabla 3-5 se verifica que entre los años 8 y 9 será necesario el mantenimiento del transformador, porque entre estos años ya se supera el 4% del factor de

envejecimiento el cual es el límite máximo a tener en cuenta para realizar maniobras de mantenimiento y desde ese año se le estará dando mantenimiento al equipo para reducir las condiciones que afecta al mismo.

Si bien este análisis nos presenta un aproximamiento a lograr definir el tiempo de vida que va a tener el transformador hay que tomar mas factores en cuenta que son cruciales para que el equipo pueda operar en optimas condiciones. Algunos de estos puntos son necesarios que el operador a cargo tome en cuenta al momento de monitorear el equipo día a día tales como:

- La carga en por unidad a la que debe estar sometido el transformador no debe pasar del umbral de sobrecarga (1.3 PU) y en caso de pasar dicho umbral el equipo no debería operar mas de 4 horas diarias en estas condiciones.
- El porcentaje de humedad en un transformador nuevo no debería sobrepasar el 0,5%.
- Un transformador en operación tiene un porcentaje de humedad sano si este es menor de 2% si el transformador trabaja a menos de 69KVA y menor a 1,5% si trabaja sobre los 69KVA.
- La temperatura optima de trabajo debe estar entre 65°C y 95°C y en maniobras en las que se necesite trabajar en sobrecarga no sobrepasar los 110°C.
- El valor del grado de polimerización del papel aislante no puede bajar de 200 DP.

Si bien estas pautas permiten a la persona encargada del monitoreo del transformador a poder definir de mejor manera la planificación del mantenimiento del equipo es necesario realizar estudios constantes del mismo ya que en la práctica no todos los transformadores actúan y/o se degradan de la misma manera aun expuestos a condiciones de servicio similares.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Analizando por medio de la temperatura HotSpot se pudo observar que los primeros años de servicio del transformador no son tan perjudiciales. Para el análisis del perfil 3 la Tabla 3-2 presenta el porcentaje al que el transformador envejece, evidenciando que en los primeros 13 años de servicio, el envejecimiento apenas alcanza el aproximadamente 4%. Sin embargo, después de ese periodo a partir del año 14, bastaría solamente 4 años adicionales para que el transformador alcance el 100% de envejecimiento y sea necesario sacarlo de servicio.

La carga a la que el transformador está sometido día a día tiene un impacto directo en la temperatura a la que el mismo trabaja. La temperatura puede elevarse a un punto crítico la cual afecta directamente las propiedades mecánicas y dieléctricas del papel aislante del transformador, siendo esenciales para su adecuada operación.

El envejecimiento del transformador por los compuestos furánicos y por temperatura tienen un gran peso en el estudio de la vida útil de un transformado. Un monitoreo constante de estos compuestos ayudan indirectamente a querer planificar de mejor manera la distribución de carga del transformador, ya que tener un perfil de carga con horas valles y picos de temperatura, resulta en un envejecimiento más agresivo debido a una generación más constante de estos compuestos por la degradación del material aislante a condiciones de altas temperaturas en comparación a un perfil de carga de forma más distribuida.

El análisis del compuesto furanos en un transformador indica que la formación de estos compuestos en el aceite tiene un impacto más significativo en el desgaste del equipo a medida que aumenta su concentración. Si se comparan los valores de envejecimiento debido a la temperatura con los valores de envejecimiento debido a los compuestos furánicos estos son más altos y el factor de aceleración del envejecimiento muestra un deterioro más pronunciado y el grado de polimerización no es tratado adecuadamente.

Recomendaciones

Para casos de estudio futuros se recomienda un mayor enfoque en el efecto que tiene la humedad en relación con los otros dos factores (térmico y compuestos furánicos). En el trabajo presentado se pudo obtener un estimado de vida del transformador debido a este, pero no se pudo realizar una incorporación dentro de la ecuación de envejecimiento total del equipo.

Se recomienda también la obtención de diferentes perfiles de cargas a distintos grados de polimerización para poder evidenciar sus efectos dentro de la vida útil del equipo. Esto es necesario para poder desarrollar mejores métodos en el análisis del envejecimiento del transformador y así poder dar mejores criterios en el momento de realizar mantenimientos.

BIBLIOGRAFÍA

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] H. G.E., Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas, Mexico: Instituto Politécnico Nacional, 1990.
- [2] TECSA, «Las fallas mas comunes en un transformador,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.tecsaqro.com.mx>.
- [3] TRANSEQUIPOS, «IMPORTANCIA DEL ANÁLISIS DE FURANOS, PARA MANTENER UN CONTROL DEL ESTADO DEL PAPEL AISLANTE,» 2021. [En línea]. Available: [https://transequipos.com/importancia-del-analisis-de-furanos-para-mantener-un-control-del-estado-del-papel-aislante/..](https://transequipos.com/importancia-del-analisis-de-furanos-para-mantener-un-control-del-estado-del-papel-aislante/)
- [4] P. R, «“Comparison of the mineral oil lifetime estimates obtained by differential scanning calorimetry, infrared spectroscopy, and dielectric dissipation factor measurements,» *Thermochimica Acta*, vol. 647, pp. 86-93, 20117.
- [5] K. G. e. al, Mesure de la température des enroulements des transformateurs de puissance et diagnostic du vieillissement par détection du CO₂ et CO, CIGRE, 1990.
- [6] Flores, Mombello, Giuseppe y Jardini, «Life of Power Transformers Immersed in Oil. State of the Art. Part 1. Correlation between Life and Temperature.,» *IEEE*, vol. 5, pp. 50-54, 2007.
- [7] C57.91-1995, «IEEE STD. GUIDE FOR LOADING MINERAL - OIL - IMMersed TRANSFORMERS,» 1995.
- [8] ANSI/IEEE, «GUIDE FOR LOADING MINERAL - OIL - IMMersed OVERHEAD AND PAD - MOUNTED DISTRIBUTION TRANSFORMERS RATED 500 KVA AND LESS WITH 65°C OR 55°C AVERAGE WINDING RISE,» *C57.91-1981*, 1981.
- [9] F. Qiang, L. Zhi y L. Yongping, Recent advances on analysis and explanation of aged insulation in operating power transformers., 2010.
- [10] C. Brochure, Furanic Compounds for Diagnosis, 2012.

- [11] D. Pablo y B. Pahlavanpour, Furanic compounds analysis: a tool for predictive maintenance of oil filled electrical equipment, 1997.
- [12] K. V, W. J.M., C. G.J. y R. W.R., «Diagnostic and Condition Assessment Techniques for Condition Based Maintenance,» de *Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, 2000.
- [13] F. W, M. E, R. G y J. J. A., Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos físico-químicos., 2007.
- [14] Oomen, Prevost y Emsley, Degradation of cellulosic insulation in power transformers and effects of ageing on the tensile strength of paper., IEEE Proceedings - Science, Measurement and Technology, 2000.
- [15] R. Garijo, «Determinación de las curvas de equilibrio de humedad en el sistema papel-aceite de transformadores,» 2014.
- [16] A. Emsley, R. J. Heywood, M. Ali y X. Xiao, «Degradation of cellulosic insulation in power transformers and effects of ageing on the tensile strength of paper,» vol. 147, 2000.
- [17] A. Emsley y G. Stevens, «Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers,» vol. 114, 1994.
- [18] I. S. 62-1995, «IEEE guide for diagnostic field testing of electric power apparatus part 1: oil filled power transformers, regulators, and reactors,» 1995.