

# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

## **Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

Diseño y simulación de métodos para determinación del estado operativo de transformadores de potencia

### **PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

### **INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

Presentado por:

- Carlos Fernando Cordovillo Paredes
- Ricardo Antonio Sandoya Guerrero

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2020

## **DEDICATORIA**

Dedicado con mucho cariño a mi madre Marianita, a mis hermanos, y a mi prometida, quienes siempre me brindaron toda su ayuda y soporte a lo largo de este camino.

De manera especial quiero dedicar este trabajo a la memoria de mi querido padre Bolívar Cordovillo, no alcanzamos a llegar juntos a este día pero te guardo conmigo y sé que me sonrías desde el cielo.

**Carlos Fernando Cordovillo P.**

Este proyecto lo dedico primero a mi amada hija Ainhoa Sandoya, quien es mi motor y mayor motivación para continuar creciendo día a día.

Así mismo se lo dedico con mucho amor a mis pilares fundamentales: mis padres María Del Carmen Guerrero y Francisco Sandoya, hermanos Francisco y Andrea, y a mi novia Ericka Vásquez. No hay fuerza más poderosa en el mundo que el amor, y este me movió en todo instante de este camino.

**Ricardo Antonio Sandoya G.**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios por haberme regalado esta etapa de vida, permitirme aprender y conocer grandes amigos. A mis hermanos y cuñadas, por su unidad como hogar que respalda y conforta. A mi prometida Nataly, por su amor, paciencia y apoyo en todas las noches de desvelo. A mis directores de Tesis, MSc. Iván Endara y Dr. Manuel S. Alvarez-Alvarado, por su acertada orientación y soporte. Y por último, un agradecimiento eterno a mis padres Bolivar y Marianita, porque han creído en nosotros sus hijos y lo entregaron todo para ayudarnos. A ellos les debo lo que soy.

**Carlos Fernando Cordovillo P.**

Gracias a Dios por guiarme en todo momento, a mis padres que con su sacrificio y amor han forjado el profesional que soy ahora, a mis hermanos por estar siempre en las buenas y malas, a mi compañera de vida que ha sido mi pilar en la etapa más esencial de mi carrera. Así mismo a la FEPOL 2016-2018 y FEPE 2017-2019 donde tuve la oportunidad de servir por muchos años y a la ESPOL que me deja conocimientos y experiencias maravillosas para toda la vida.

**Ricardo Antonio Sandoya G.**

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Carlos Fernando Cordovillo Paredes y Ricardo Antonio Sandoya Guerrero, damos nuestro 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”

Carlos Fernando  
Cordovillo Paredes

Ricardo Antonio  
Sandoya Guerrero

# EVALUADORES

---

**Ing. MSc. Fernando Vaca**

PROFESOR DE LA MATERIA

---

**Ing. MSc. Iván Endara**

PROFESOR TUTOR

---

**Dr. Manuel S. Alvarez-Alvarado**

PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

El transformador de potencia a lo largo de su tiempo de servicio está expuesto a diferentes tipos de esfuerzos y factores que degradan su vida útil. Determinar y cuantificar la afectación de dichos esfuerzos y factores mediante modelos o métodos matemáticos, permite conocer el estado operativo y vida remanente del transformador, lo que resulta de gran interés por las empresas encargadas del equipo debido a su alto costo e importancia en la cadena del suministro eléctrico.

En el presente trabajo, se realizó el análisis cuantitativo y simulación del envejecimiento del transformador de potencia a partir de varios modelos. Se evaluó el estado del transformador en función de la temperatura del punto más caliente de su devanado mediante los modelos Arrhenius y Montsinger. Por otro lado, se cuantificó la afectación de la humedad a partir de un proceso cinético llamado “térmicamente activado” que se da en el papel aislante. Finalmente, se analizó la degradación de vida del transformador a partir del análisis de Furanos.

La ejecución de los modelos permite obtener un estado operativo del transformador desde dos puntos, por un lado la afectación de la humedad en los modelos Arrhenius y Montsinger proporciona un ratio de envejecimiento, y por otro lado, el modelo de Furanos permite conocer la vida remanente del equipo. La integración de estos modelos en una sola metodología da como resultado una predicción de vida más confiable, el cual es un factor clave para la gestión técnica y financiera del activo en los sistemas eléctricos de potencia.

**Palabras Clave:** Envejecimiento del Transformador, degradación del papel aislante, Furanos, Predicción de Vida del Transformador

## **ABSTRACT**

*The power transformer throughout its service life is exposed to different types of stresses and factors that degrade its useful life. Determining and quantifying the impact of these efforts and factors through mathematical models or methods allows knowing the operational status and remaining life of the transformer. This is of great interest to the companies in charge of the equipment because of the power transformers' high cost and importance in the electricity supply.*

*The quantitative analysis and simulation of the aging of the power transformer were carried out from several models. The condition of the transformer was evaluated as a function of the temperature of the hottest point of its winding, using the Arrhenius and Montsinger models. Besides, the effect of humidity was quantified from a kinetic process called "thermally activated" that occurs in the insulating paper. Finally, the degradation of the life of the transformer was analyzed from the analysis of Furans.*

*The execution of the models allows obtaining an operative state of the transform from two points. On the one hand, the affectation of humidity in the Arrhenius and Montsinger models provides an aging ratio. On the other hand, the Furanos model allows knowing the remaining life of the team. The integration of these models in a single methodology results in a more reliable life prediction, which is a key factor for the technical and financial management of the asset in the electric power systems.*

*Key Words: Power Transformer Aging, Power Transformer, Furans, Degradation of Insulation Paper, Life Prediction.*

# ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
<i>ABSTRACT</i> .....	II
ABREVIATURAS.....	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	X
CAPÍTULO 1.....	1
1    Introducción .....	1
1.1    Descripción del problema .....	1
1.2    Justificación del problema .....	1
1.3    Objetivos .....	2
1.3.1    Objetivo General .....	2
1.3.2    Objetivos Específicos.....	2
1.4    Marco Teórico .....	3
1.4.1    Transformadores de potencia .....	3
1.4.2    Típicos subsistemas y estadísticas de fallo del transformador .....	3
1.4.3    Vida útil y Envejecimiento del Transformador.....	6
1.4.4    Diagnóstico y Mantenimiento.....	9
CAPÍTULO 2.....	11
2    metodología .....	11
2.1    Modelo Arrhenius-Dakin .....	11
2.2    Modelo de Montsinger.....	12
2.2.1    Temperatura del punto más caliente $\theta H$ .....	13
2.3    Integración de la humedad en la metodología.....	15
2.3.1    Dinámica de la humedad en el interior del transformador.....	15

2.3.2	Curvas de equilibrio: Estimación de humedad del papel a partir de la humedad en el aceite .....	16
2.3.3	Afectación de la humedad del papel en la vida del transformador.....	17
2.4	Método de los Compuestos Furánicos .....	20
2.4.1	Polimerización y generación de compuestos Furánicos .....	20
2.4.2	Modelos de Correlación DP-Furanos para el diagnóstico de vida del transformador.....	21
2.5	Propuesta de metodología para simular y determinar el envejecimiento del transformador mediante el desarrollo de un algoritmo en Matlab.....	24
2.5.1	Perfiles de estudio para evaluación de la metodología.....	27
CAPÍTULO 3.....		32
3	Resultados y Análisis.....	32
3.1	Simulación del envejecimiento del transformador para el Perfil 1: Modelo Arrhenius Dakin (Guía IEEE).....	32
3.2	Simulación del envejecimiento del transformador para el Perfil 1: Modelo Montsinger (Guía IEC).....	33
3.3	Simulación del envejecimiento del transformador para el Perfil 2: Modelo Arrhenius Dakin (Guía IEEE).....	34
3.4	Simulación del envejecimiento del transformador para el Perfil 2: Modelo Montsinger (Guía IEC).....	35
3.5	Análisis de estudio del perfil 1 y 2 .....	36
3.6	Simulación de la afectación de humedad en el envejecimiento del transformador: Perfil 3 .....	38
3.7	Simulación y obtención de curva y grado de polimerización. Perfil 4 .....	39
3.8	Análisis integral del caso de estudio perfil 5: Mostrando las funciones y bondades que ofrece el programa VitalTrans .....	43
CAPÍTULO 4.....		48
4	Conclusiones y Recomendaciones.....	48

BIBLIOGRAFÍA.....	50
5 Anexos.....	55

## ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas
OLTC	On-Load Tap Changer (Cambiador de tomas bajo carga)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEC	International Electrotechnical Commission
HST	Hot spot Temperature (temperatura del punto más caliente del devanado)
T	Temperatura
DP	Grado de Polimerización
CO	Monóxido de carbono
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
2-FAL	Furaldehído

## SIMBOLOGÍA

°C	Grados Centígrados
p.u	En por unidad
$\theta_H$	Hot spot Temperature
mg	Miligramo
kg	Kilogramo
kV	Kilovoltio
kVA	Kilo Voltamperio
PPM	Partículas por millón
PPB	Partículas por billón
%	Porcentaje
ug	Microgramos
L	Litros

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Tasa de fallo de los transformadores de Potencia [1].....	4
Figura 1.2. Porcentaje de fallos del transformador por elemento .....	4
Figura 1.3 Relación de vida útil de la celulosa con la temperatura y humedad [10] .....	7
Figura 1.4. Proceso de envejecimiento del transformador .....	9
Figura 2.1 FAA (IEEE) y V (IEC) en función del Hot Spot [9] .....	13
Figura 2.2 Distribución de la temperatura en el devanado de un transformador [25] ....	14
Figura 2.3 Curva de equilibrio de humedad papel-aceite [30] .....	16
Figura 2.4 Expectativa de vida del transformador para diferentes porcentajes de humedad. Fuente: Autoría propia .....	18
Figura 2.5 Porcentajes recomendados de humedad del papel [37].....	19
Figura 2.6 Valores recomendados de agua en el aceite [38].....	20
Figura 2.7 Diagrama de flujo que sigue el algoritmo del programa VitalTrans .....	26
Figura 2.8 Curva de Temperatura Hot Spot promedio diaria. Perfil 1 .....	27
Figura 2.9 Curva de Temperatura Hot Spot promedio diaria. Perfil 2.....	28
Figura 2.10 Curva de humedad en el papel aislante. Perfil 3 .....	29
Figura 2.11 Curva de temperatura Hot Spot y humedad del papel. Perfil 5 .....	31
Figura 3.1 Envejecimiento acumulado del transformador perfil 1. Modelo Arrhenius-Dakin .....	32
Figura 3.2 Envejecimiento acumulado del transformador perfil 1. Modelo Montsinger.	33
Figura 3.3 Envejecimiento acumulado del transformador perfil 2. Modelo Arrhenius-Dakin .....	34
Figura 3.4 Envejecimiento acumulado del transformador para perfil 2. Modelo Montsinger.....	35
Figura 3.5 Curvas contrapuestas para el perfil 1. Color rojo: Montsinger. Color Azul: Arrhenius .....	37
Figura 3.6 Curvas contrapuestas para el perfil 2. Color rojo: Montsinger. Color Azul: Arrhenius .....	37
Figura 3.7 Envejecimiento acumulado del transformador perfil 3 .....	38
Figura 3.8 Curva y grado de polimerización del papel para un 2FAL= 654 y T=65°C ...	40
Figura 3.9 Curva y grado de polimerización del papel para un 2FAL= 654 y T=25°C ...	40

Figura 3.10 Curva y grado de polimerización del papel para un contenido de Total Furanos= 654 y T=65°C y T=25° .....	42
Figura 3.11 Pantalla de inicio de VitalTrans .....	43
Figura 3.12 Pantalla de Análisis. VitalTrans .....	44
Figura 3.13 Pestaña Plot. VitalTrans .....	46
Figura 3.14 Pestaña Curva de Polimerización del papel. VitalTrans .....	47
Figura 5.1 Diagrama de flujo para determinar el factor de envejecimiento por HST .....	55
Figura 5.2 Diagrama de flujo para determinar la afectación por humedad .....	56

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.2 Valores de A en función de la humedad del papel [35].....	17
Tabla 2.3 Parámetros para el modelo de la Ecuación 2.17 [45] .....	24
Tabla 2.4 Valores de compuesto Furánicos .....	30
Tabla 2.5 Datos del transformador y análisis de Furanos .....	31

# CAPÍTULO 1

## 1 INTRODUCCIÓN

### 1.1 Descripción del problema

Existen algunos modelos matemáticos que ayudan a determinar el estado de vida de un transformador de potencia. Sin embargo, debido a la gran cantidad de factores que intervienen en el envejecimiento del equipo, se dificulta el desarrollo de un único modelo que integre cada uno de dichos factores y permita tener una mayor precisión del cálculo de vida útil y vida remanente del transformador.

Estos factores, del tipo medio ambientales, eléctricos y mecánicos, afectan directa e indirectamente al sistema de aislamiento de los devanados del transformador. Así mismo, las periodicidades de interacción de estos factores pueden ser relativamente constantes, como en el caso de la temperatura ambiente y el contenido de humedad o variables tales como la distribución de la carga dependiendo de las horas y épocas del año o las fallas eléctricas impredecibles de un sistema de potencia, lo que dificulta aún más su integración.

La falta de análisis oportuno sobre el estado de operación de un transformador, la incorrecta predicción de su tasa de envejecimiento o el desconocimiento de los factores que más afectan al equipo en cuestión, ocasionan bajos niveles de confiabilidad y cambios prematuros que se traducen en pérdidas económicas para las empresas encargadas de suministrar el servicio de energía eléctrica.

### 1.2 Justificación del problema

Conocer de forma eficaz el estado de operación, tasa de envejecimiento y vida remanente de un transformador es un factor estratégico de gran impacto para las empresas encargadas de suministrar energía eléctrica. Todo esto debido a que permite realizar estudios posteriores de optimización de uso de equipos, implementación de protecciones y elaboración de planes de mantenimiento, que mejoren la confiabilidad del sistema y representen ahorros económicos.

El transformador de potencia, es un elemento esencial dentro de la red eléctrica de corriente alterna de cualquier parte del mundo. Su presencia dentro de los sistemas de potencia es abundante y su costo es uno de los más elevados comparado con los otros componentes que conforman un sistema de potencia. Esto hace que, sea atractivo para las empresas mantener en operación a los transformadores por más tiempo de lo inicialmente esperado, así como reducir el número de fallas debido a una correcta gestión de carga y un mantenimiento oportuno.

Un método integral modelado en un software con una interfaz amigable con el operador, se convierte en un aliado de uso continuo para las empresas que brindan el servicio de energía eléctrica.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Diseñar un método implementado en Matlab para determinar el estado operativo del transformador, obteniendo su ratio de envejecimiento e integrando al modelo factores que puedan acelerar el envejecimiento del equipo.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

1. Analizar los diversos factores que afectan el envejecimiento de un transformador de potencia.
2. Analizar los modelos de evaluación de vida útil de forma independiente
3. Combinar los aportes de afectación de cada factor con los métodos existentes para la estimación eficaz del estado operativo de un transformador de potencia.
4. Desarrollar un programa a través de Matlab para uso comercial del método integral

## 1.4 Marco Teórico

El estudio de este proyecto está enfocado en los transformadores sumergidos en aceite. Este modelo es el más utilizado en el sector eléctrico ya que son relativamente económicos en comparación con los otros tipos y por su forma de construcción, pueden ser utilizados para un gran rango de voltaje y potencia. Utilizan el aceite mineral como material aislante, y a pesar de las bondades que presenta, hay que tener en cuenta que al alcanzar elevadas temperaturas se convierte en un líquido inflamable, por lo que su uso también se ve restringido en ciertos sectores donde exista alto riesgo de incendio [1].

### 1.4.1 Transformadores de potencia

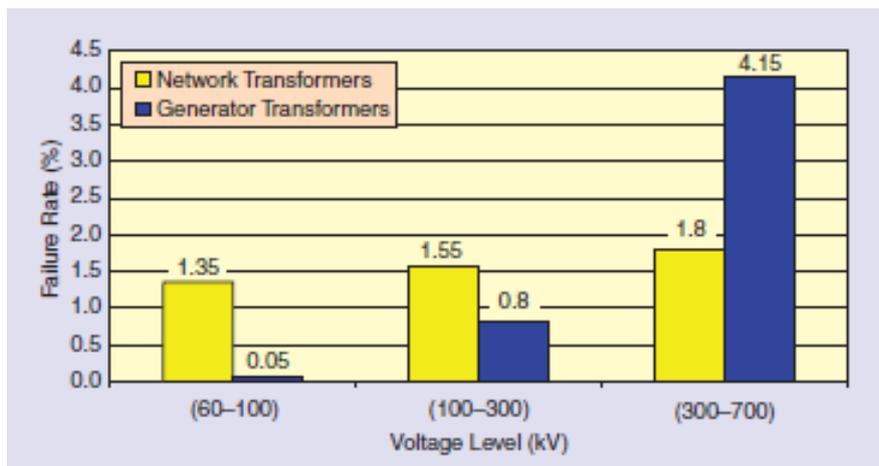
Se denomina transformadores de potencia a aquellos transformadores que están instalados a la salida de una central eléctrica, que sirven como interconexión de redes de transporte de energía eléctrica o aquellos situados en subestaciones eléctricas, es decir trabajan a media y alta tensión, y son generalmente de potencia superior a los 500KVA. El objetivo principal de estos equipos es elevar o disminuir el nivel de voltaje, ya sea para transmisión o distribución de energía eléctrica [2].

### 1.4.2 Típicos subsistemas y estadísticas de fallo del transformador

El transformador es el componente más caro y estratégico de cualquier sistema de potencia. El crecimiento de la demanda y la expansión del sistema eléctrico, aceleran el proceso de envejecimiento del transformador debido al deterioro de su aislamiento.

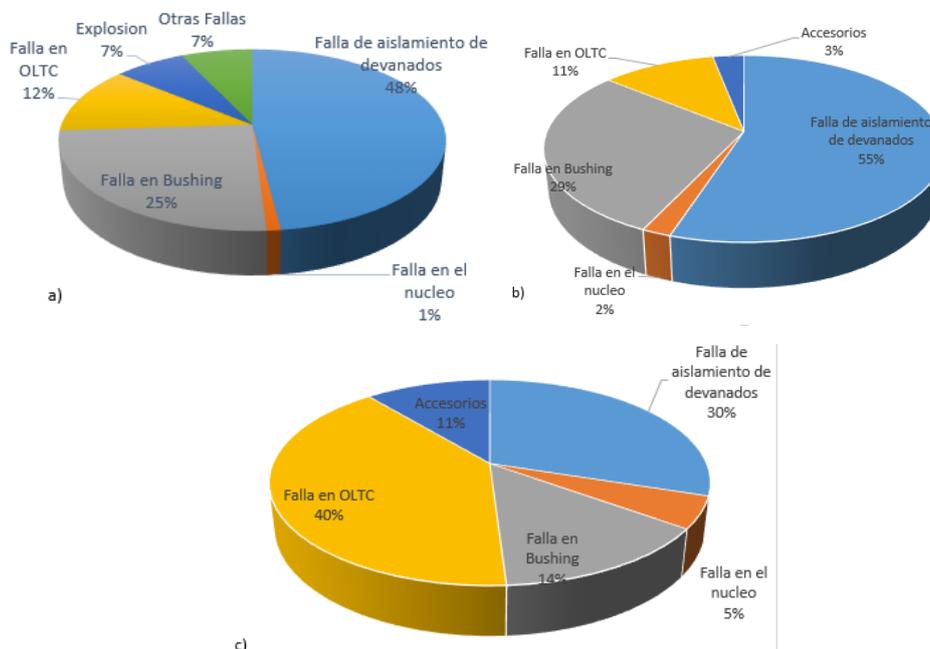
Este fenómeno del envejecimiento es difícil cuantificar ya que los efectos que se dan según las condiciones de operación varían de acuerdo a la marca, modelo, tiempo de operación y aplicación. De hecho puede resultar que un transformador más antiguo que otro, esté en mejor estado y durar muchos años más.

Por lo tanto, es importante tratar de comprender en lo posible, las condiciones y el desarrollo de vida de un transformador. La tasa de fallo, es un factor que puede ayudar a tener una mejor idea del proceso de envejecimiento del transformador. Un estudio realizado en el artículo "*Failures, monitoring, and new trends of power Transformers*" de IBRAHIM A. METWALLY [1], muestra la tasa de fallo de los transformadores de distribución y generación entre 60 y 700KV (Figura 1.1).



**Figura 1.1 Tasa de fallo de los transformadores de Potencia [1]**

El fallo de un transformador es debido en gran parte a problemas relacionados con el sistema de aislamiento de los devanados. En la Figura 2 se tienen datos de estadísticos de fallo de transformadores de potencia de diferentes fuentes. El literal a y b corresponde al estudio realizado por A. O. Quintero Nieves [3] y CFE de Mexico [4], respectivamente. Se puede ver que las fallas relacionadas con el devanado están comprendidas entre el 48% y 55% del total de fallas.



**Figura 1.2. Porcentaje de fallos del transformador por elemento**

Mientras que un estudio de CIGRE, Figura 1.2 literal c, indica que es el OLTC el elemento que más problemas da al transformador, 40% de fallas, seguido de problemas en el devanado con el 30% [3].

El elemento que sigue con más porcentajes de fallas es el bushing, en promedio se tiene el 22% del total, y el OLTC con el 12%.

### **Subsistemas del transformador**

En un transformador de potencia se consideran los siguientes principales subsistemas:

#### **i. Circuito electromagnético**

Formado por el devanado y núcleo, se suele llamar la parte activa del equipo. Los problemas en este subsistema, como se pudo observar en la Figura 2, se dan principalmente por el aislamiento sólido, el envejecimiento de este provoca una degradación de su resistencia mecánica y dieléctrica. Alternativamente, cuando se produce una falla en la parte activa, se produce un aflojamiento de la compactibilidad del devanado, grave defecto que reduce la capacidad del transformador para soportar futuros fallos.

#### **ii. Circuito de transporte de corriente**

Corresponde a aisladores y bushings del equipo. La finalidad del bushing es la de conectar eléctricamente la parte interna del transformador con el exterior (parte activa con alimentación y red secundaria). La mayoría de fallas en el bushing es debido a la presencia de humedad en el papel interno de aislamiento. Con un aumento de humedad de 0.3 a 2%, el envejecimiento puede acelerarse entre 6 y 16 veces. Se recomienda inspección de bujes cada 3 o 5 años [1].

#### **iii. Sistema dieléctrico**

Para el tipo sumergido en aceite se tienen dos medios de aislamiento:

- *Aislamiento líquido*
- *Aislamiento sólido*

**El aislamiento líquido** constituye el aceite mineral. Este tipo de aceite es el más utilizado en comparación con otros productos equivalentes como el aceite de silicona y esteres orgánicos, esto debido a su disponibilidad y bajo costo.

El aceite posee una alta rigidez dieléctrica, lo que lo hace ideal como medio aislante, y además tiene una viscosidad reducida y constante de transmisión de calor elevada lo cual lo hace un buen agente refrigerante [5]. La finalidad del uso del aceite es inundar el papel aislante e impregnarlo y así evitar que este entre en contacto con la humedad y consecuentemente este entre en degradación.

**El aislamiento sólido** está constituido por papel aislante y cumple tres funciones: La primera es de servir como un elemento dieléctrico, aísla el bobinado del núcleo magnético y demás componentes del transformador, y aísla capas de bobinas entre sí. En segundo lugar, brinda compactibilidad mecánica al enrollamiento, es decir, sostiene y ajusta el bobinado dándole capacidad para soportar esfuerzos mecánicos. Por último, mejora el estado térmico del transformador a través de la formación de espacios entre capas de enrollamientos, formando canales de aceites que sirven como refrigeración [6].

Generalmente todos los problemas del transformador están relacionados con el deterioro de este sistema, de hecho cuando se habla de vida útil del transformador se habla de la vida del aislamiento

#### **iv. OLTC**

El Onload Tap Changers OLTC, es el dispositivo usado para regular el voltaje de salida del transformador bajo carga. El dispositivo da lugar a varios mecanismos de envejecimiento, por ejemplo en el cambio de voltaje, el aceite se ensucia debido a los arcos de conmutación. Así mismo por efecto de los arcos los contactos se desgastan [7].

#### **v. Estructura mecánica**

Comprende el tanque y demás accesorios. En los transformadores de potencia se incorpora un tanque llamado tanque de expansión. Se coloca en la parte superior y tiene un volumen de aproximadamente el 8% del tanque principal. La finalidad de este tanque, es la de recibir o absorber el aceite que se expande debido al aumento de temperatura interno en la cuba. Cuando el tanque tiene fugas permite la entrada de humedad al aceite.

### **1.4.3 Vida útil y Envejecimiento del Transformador**

El transformador a lo largo de su vida se encuentra sometido a diversos esfuerzos. Se suma a estos esfuerzos, eventualidades como fallos eléctricos externos, rayos y sobretensiones. Por tal razón resulta sumamente complicado definir una vida útil del transformador o predecirla.

Determinar la vida útil del equipo tiene relación con el proceso de envejecimiento. Una de las premisas que utiliza la IEEE, IEC en sus guías de carga [8] y la industria para evaluar el proceso de envejecimiento del transformador, es que *la vida del transformador*

es la vida del papel [9]. Este postulado será punto de partida para el desarrollo del presente trabajo.

El estado de degradación del papel puede ser determinado por un análisis químico, llamado método de los furanos, en el cual se evalúa la rigidez mecánica del papel según el grado de polimerización. Por otro lado, Arrhenius pudo modelar mediante una ecuación matemática la degradación de papel; ecuación que está relacionada de manera directa con la temperatura [9]]. En la sección de metodología, se analizan los modelos para determinar el envejecimiento del papel y la afectación de ciertos factores externos como la humedad.

### Factores que aceleran el envejecimiento del papel

#### i. Humedad

Por lo general, la totalidad el agua que ingresa al transformador se aloja en la celulosa (papel). Durante la operación del transformador, el contenido de agua pasa de un lado a otro entre el aceite y el papel, este intercambio depende de la temperatura del aceite [6]. La existencia de humedad en el papel, así sea en pequeñas proporciones, reduce la resistencia térmica en los puntos calientes, dando lugar a la formación de burbujas y consecuentemente un fallo dieléctrico [10].

En la Figura 1.3, se analiza la afectación de la humedad en la vida del papel. Se puede observar que si el transformador trabaja con un temperatura promedio de 90°C y tiene

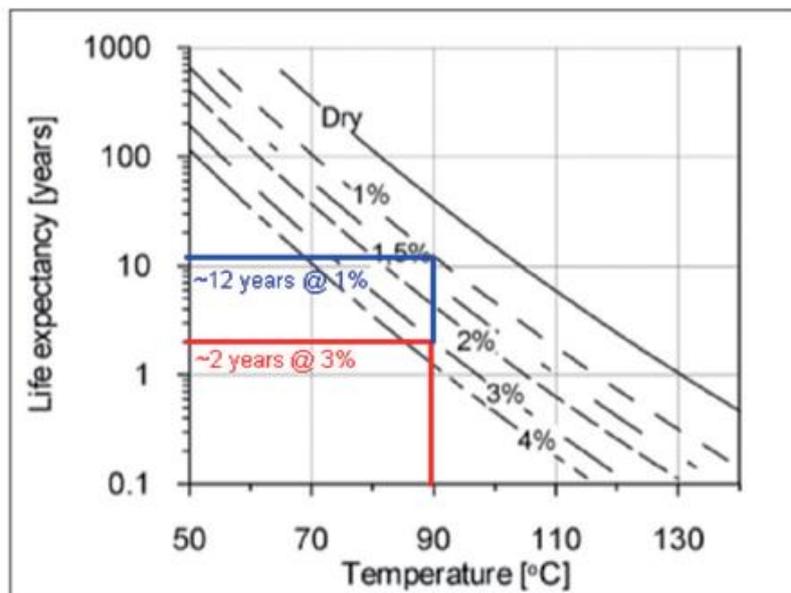


Figura 1.3 Relación de vida útil de la celulosa con la temperatura y humedad [10]

un contenido de humedad del 1%, la expectativa de vida de este equipo será de 12 años, pero si el contenido de humedad sube al 3%, la esperanza de vida será de solo 3 años. En la construcción del transformador se busca que el porcentaje sea menos del 0.5%. Conforme pasan los años, el contenido de humedad por lo general se incrementa en un 0.05% anual para un transformador sellado con tanque de expansión, y aproximadamente 0.2% para uno con respiración libre [10].

La IEEE en su norma C57. 106-2002 recomienda un porcentaje máximo de agua según la clase de voltaje [11]:

< 69 kV, 3 % máximo

69 a 230 kV, 2 % máximo

230 kV y superior, 1,25 % máximo

## **ii. Oxígeno**

El oxígeno ingresa al transformador por medio de la atmosfera o también puede ser un producto liberado de la celulosa al aplicarle calor. Según la “American Society for Testing and Materials” el proceso de oxidación se da cuando el oxígeno se combina con las impurezas de hidrocarburos inestables existentes, con ayuda de agentes catalizadores como la humedad y el cobre.

El oxígeno en reacción con el aceite da lugar a la formación de ácidos orgánicos, agua y lodo. Estas sustancias degradan el papel, químicamente desgarran las moléculas y reducen el grado de polimerización.

## **iii. Temperatura**

La temperatura de trabajo es uno de los factores claves que inciden en la vida útil del aislamiento del transformador. De hecho, uno de los métodos que modelan el envejecimiento del papel está relacionado con la temperatura del punto más caliente del transformador. En la parte de metodología se obtiene la afectación de la temperatura en la vida del transformador y además su relación con el porcentaje de humedad en el papel.

## **iv. Contaminación externa**

Es debido a partículas contaminantes de origen celulosa, hierro, cobre y otras que resultan del proceso de construcción del transformador. En ocasiones el aceite se ve contaminado por partículas de carbono producidas por el desgaste de los contactos del OLTC. La contaminación por partícula puede llegar a afectar seriamente la rigidez dieléctrica del aceite, de tal forma que puede llegar a valores de rigidez menores que la del aire y por lo tanto dar lugar a fallas en el transformador [3].

#### 1.4.4 Diagnóstico y Mantenimiento

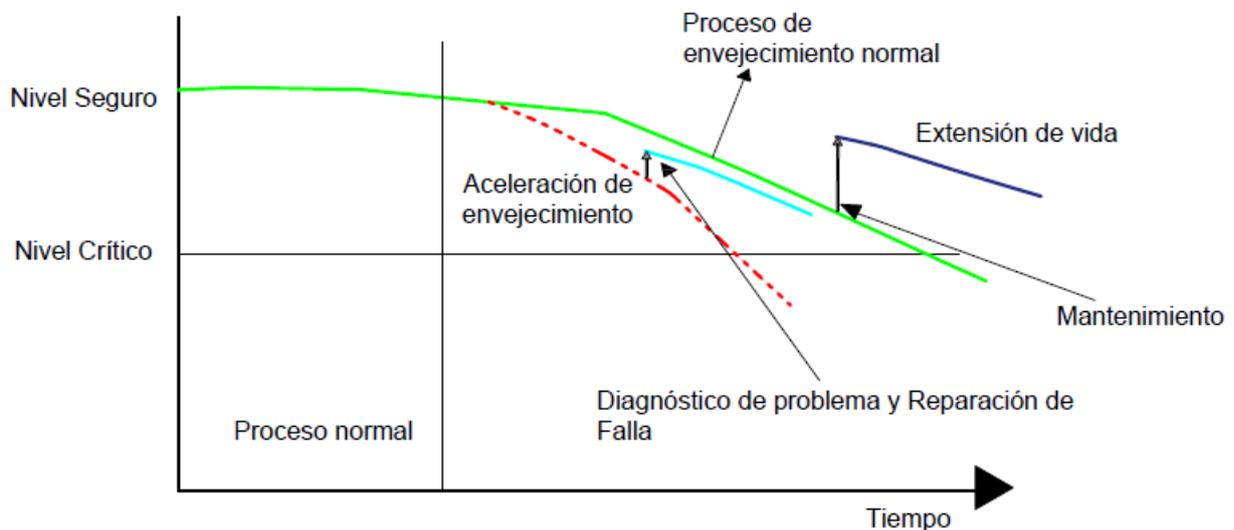
Programar un mantenimiento o control regular y periódico puede aportar información del estado operativo de transformador y por consiguiente aplicar las medidas necesarias e incrementar la confiabilidad del transformador.

Por lo general un transformador de potencia tiene una vida útil de 20 a 35 años operando a un rango de temperatura entre 65°C y 95°C [12], sin embargo con un buen mantenimiento el equipo puede llegar a tener una vida útil de hasta 60 años [13]

Sin embargo, las empresas con el afán de “reducir costos” no realizan de manera adecuada estas intervenciones o controles, por lo que a media y largo plazo se tienen mayores riesgos de falla del equipo [2].

#### Mantenimiento basado en condiciones

A lo largo de los años se han ido implementando estrategias para la realización de mantenimientos. Hoy en día, la estrategia de mantenimiento basado en condiciones, permite que los recursos de las empresas se aprovechen y sean enfocados a poblaciones de transformadores donde realmente se necesiten [14].



**Figura 1.4. Proceso de envejecimiento del transformador**

En la Figura 1.4, se muestra la curva de envejecimiento típico de un transformador acelerado por estrés y factores contaminantes. Un correcto diagnóstico a tiempo puede ayudar a detectar problemas y proceder a una reparación para extender la vida del equipo

La realización del mantenimiento basado en condiciones, requiere de una selección de pruebas que puedan aportar información relevante, de tal manera que se permita diagnosticar y evaluar el envejecimiento del transformador. La finalidad es aumentar la vida útil y reducir costos de operación [15].

El proceso de este mantenimiento comprende dos etapas, la primera es el monitoreo. En esta etapa, se obtienen los parámetros de las pruebas seleccionadas como fundamentales y que pueden aportar con la mayor información. Responde a dos preguntas ¿Es normal? ¿Existe una falla?. Son dos las técnicas principales utilizadas en el monitoreo: Análisis de Gases Disueltos, y Factor de potencia/Tan delta

En la segunda etapa se precisa el diagnóstico y la determinación de las condiciones de funcionamiento. A esta parte del proceso llegan pocos equipos, aproximadamente el 10%, los cuales pueden ser catalogados como defectuosos. Son a estos equipos que se les aplica un mayor número de pruebas tales como: Corriente de excitación, resistencia de aislamiento, relación de transformación, análisis de respuesta en frecuencia, análisis químico de Furaldehído. La finalidad es identificar el problema y para esto también se considera los resultados de las pruebas de la etapa de monitoreo. Hay que recalcar que los ensayos pueden ser On line u off line

### ***Características de los ensayos On line y off line***

Cuando se habla de ensayos “On line” y “off line” se hace referencia a si el equipo se encuentra energizado o des energizado al momento de realizar el control. Se habla de un ensayo On line cuando el mantenimiento se realiza con el transformador energizado y off line cuando el mantenimiento se realiza con el transformador desenergizado es decir se encuentra fuera de servicio.

Cada forma de ensayo presenta ciertos tipos de ventajas, pero son los ensayos off line los que históricamente han sido los más habituales en mantenimientos de transformadores. A continuación se presenta características de cada tipo de ensayo

Ensayos On line:

- Proporcionan información en tiempo real del estado operativo del equipo
- Se puede poner al equipo bajo condiciones de cargas extremas y monitorear el comportamiento

Ensayos Off line

- Permite la realización de ensayos y controles no destructivos

- Es posible obtener mediciones de parámetros que en la forma On line no es posible

## CAPÍTULO 2

### 2 METODOLOGIA

Las metodologías aplicadas para determinar el estado del transformador tienen como premisa que la vida útil del equipo depende en mayor parte de la degradación del papel aislante [9]. Este postulado, permite cuantificar de manera aproximada la vida útil del transformador, ya sea través de la recopilación de datos ciertos compuestos encontrados en el aceite debido a reacciones químicas que se dan por la degradación del papel, o mediante el análisis de factores que influyen directamente sobre la vida del papel como como temperatura, agua y oxígeno.

La evaluación del estado del transformador, se obtiene a través de un algoritmo desarrollado en Matlab, rigiéndose a los modelos independientes y al mismo tiempo proponiendo la integración de otros agentes catalizadores del envejecimiento a dichos modelos

#### 2.1 Modelo Arrhenius-Dakin

La degradación de las propiedades mecánicas de la celulosa en el interior del transformador, se atribuye a tres procesos: Hidrolisis, debido al ingreso de agua; oxidación, por la presencia de oxígeno, y pirolisis debido al calor [16] [17]

Este modelo de envejecimiento se fundamenta en que la degradación térmica del papel es debido a la presencia altas temperaturas en el aceite del transformador (pirolisis). En el año de 1948 Dakin [18], mediante estudios reconoció que la tasa de envejecimiento del aislamiento era el resultado de una reacción química (ecuación de Arrhenius), por lo que pudo expresar la tasa de cambio de las propiedades del papel como una constante de la tasa de reacción de Arrhenius  $K_o$ . Este método es adoptado por la IEEE.

$$K_o = A' e^{\left[\frac{B}{\theta+273}\right]} \quad (2.1)$$

Donde:

$\theta$ : Temperatura en °C

$A', B$ : constantes que dependen de la energía de activación en la reacción

La ecuación 1, permite obtener la curva de vida útil del aislamiento. Debido a que no es posible establecer un valor de “vida absoluta” del transformador, la guía IEEE C57.91 2011 en su lugar define la vida en por unidad (Ecuación 2.2) y un factor de aceleración de envejecimiento (Ecuación 2.3).

$$Vida\ p.u = A' e^{\left[ \frac{B}{\theta_H + 273} \right]} \quad (2.2)$$

Donde:

$\theta_H$  : Temperatura del punto mas caliente del devanado en °C

$A'$ : Constante modificado a en p.u. Obtenido considerando una  $T = 110^\circ\text{C}$  como 1p.u

$B$ : constantes que depende la energía de activación

$$FAA = e^{\left[ \frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_H + 273} \right]} \quad (2.3)$$

La IEEE, considera el uso de papel térmicamente enriquecido en sus ecuaciones, por lo que estima que hasta temperaturas de 110°C el papel no presenta perdida de vida acelerada [19]. Por otro lado el valor de B varía de acuerdo a la energía de activación de la reacción [9], como esta cambia debido a la variación de temperatura, B también variará. Según estudios modernos [16] [20] [21], un valor de B=15000, sería apropiado para casos de estudios. Este valor es adoptado por la guía y por este presente trabajo.

## 2.2 Modelo de Montsinger.

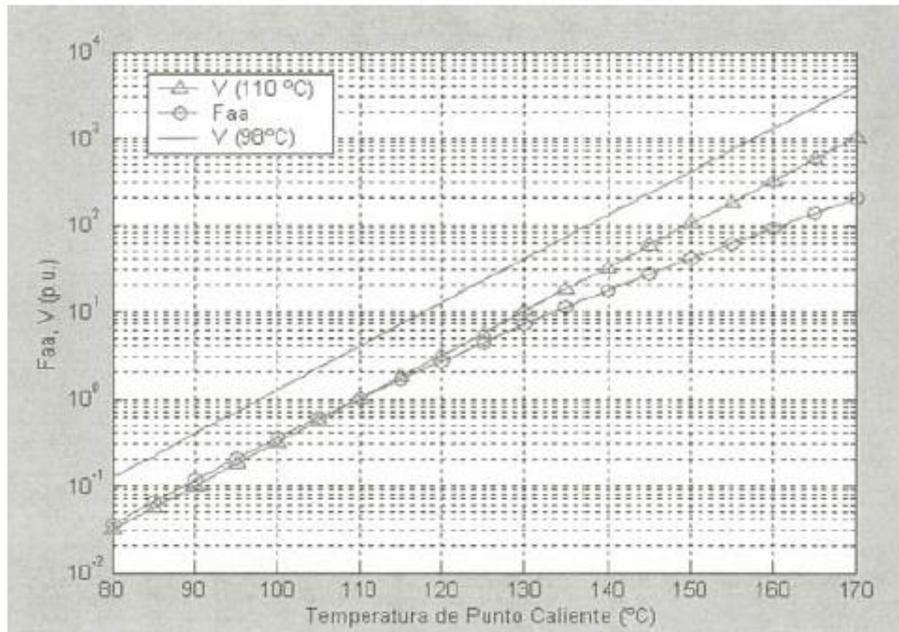
Por otro lado, la IEC en su guía [22] no considera la ecuación de Arrhenius para determinar el envejecimiento del papel. En su lugar, utilizan una ley obtenida experimentalmente por Montsinger [23], en la que muestra que la tasa de deterioro del papel se duplica por cada 6°C de incremento de temperatura a partir de 98°C (papel kraft normal).

$$FAA' = 2^{\left[ \frac{\theta_H - 98}{6} \right]} \quad (2.4)$$

Con el afán de realizar una comparación entre los modelos mencionados, se ha establecido cambiar el valor de 98°C a 110°C. Este procedimiento fue realizado en [9] y en la Figura 2.1 se puede apreciar que para temperaturas del punto más caliente del

devanado (Hot Spot Temperature) superiores a 115°C, los resultados empiezan a variar. Esto se debe a que cada modelo considera un tipo distinto de papel aislante.

$$FAA' = 2^{\left[\frac{\theta_H - 110}{6}\right]} \quad (2.5)$$



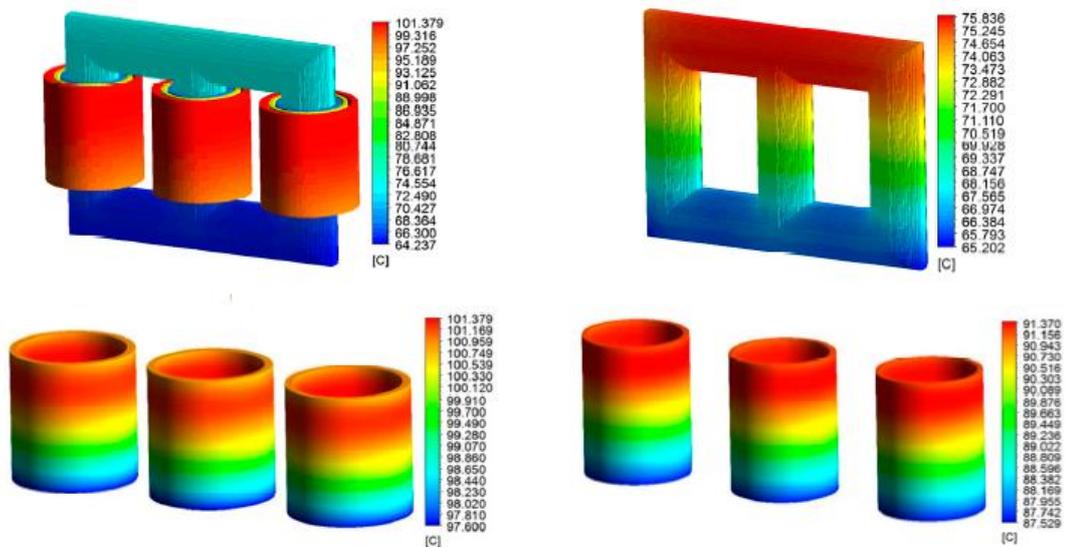
**Figura 2.1 FAA (IEEE) y V (IEC) en función del Hot Spot [9]**

Se debe considerar que dichos modelos solo consideran la temperatura como factor degradante del transformador, cuando en realidad se sabe que el equipo durante su tiempo de operación está expuesto a más contaminantes. Así mismo, en estos métodos se estima un tiempo de vida del transformador de 180000 horas o 20.55 años [24]

### 2.2.1 Temperatura del punto más caliente $\theta_H$

El proceso de degradación del material aislante se debe principalmente a la temperatura del punto más caliente del devanado (HST)  $\theta_H$  [25], además, la cargabilidad del transformador está condicionada a este valor [26]. Pradhan y Ramu, señalan que es el HST del devanado, un indicador razonablemente preciso para determinar la tasa de envejecimiento del transformador [27].

Debido a la no uniformidad de la temperatura en el interior del transformador (Figura 2.2), varios estudios sugieren diferentes métodos para determinar el valor del HST [25] [27].



**Figura 2.2 Distribución de la temperatura en el devanado de un transformador [25]**

La Guía IEEE y la IEC en sus modelos, proponen un método para el cálculo del HST. Ambas coinciden en que el valor  $\theta_H$  está definido como:

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_H \quad (2.6)$$

Donde:

$\theta_A$ : Temperatura ambiente

$\Delta\theta_{TO}$ : Diferencia de temperatura del aceite de la parte superior de la cuba y la temperatura ambiente

$\Delta\theta_H$ : Diferencia de temperatura entre el punto más caliente del devanado y la temperatura del aceite en la parte superior de la cuba

$\Delta\theta_{TO}$ ,  $\Delta\theta_H$  son valores dependiente de la carga del transformador, por lo que el cálculo del HST sigue un proceso extenso donde además intervienen otros factores como las pérdidas a carga nominal, perdidas en vacío, constante de tiempo del aceite entre otras [24]. Este método está sujeto a errores relativamente pequeños, ya que se ignora estructuras de bobinados diferentes y una pérdida de calor/volumen variable [26].

En el presente proyecto, el desarrollo del algoritmo para el cálculo de vida del transformador, parte de posibles valores de HST, los cuales hoy en día ya pueden ser obtenidos mediante una medición indirecta de un equipo integrado en el transformador de potencia.

## **2.3 Integración de la humedad en la metodología**

Los modelos anteriormente analizados para determinar el envejecimiento del transformador son considerados de fatiga simple, es decir toman a la temperatura como único agente degradante del papel [24]. Sin embargo en la práctica, el equipo se ve expuesto al ingreso de humedad en su interior. Esto sucede debido a tres situaciones: por proceso de manufactura del transformador; debido a procesos naturales de envejecimiento del papel o daños de empaques por donde pueda ingresar humedad, y por último, debido a la respiración del transformador durante el servicio [28].

Si bien es cierto que la vida del papel depende en gran parte de la temperatura a la que está expuesta, el agua es un agente catalizador de las reacciones químicas de envejecimiento [29], por lo que conocer su porcentaje y determinar su afectación es indispensable para una mejor evaluación de la expectativa de vida del transformador. Según [6], una humedad del 4% en el papel, puede acelerar el envejecimiento en casi 40 veces, es decir que si la expectativa de vida era de 40 años, debido a ese contenido de humedad será solo de 1 año.

### **2.3.1 Dinámica de la humedad en el interior del transformador**

Debido a la naturaleza hidrofílica de los aislantes celulósicos (papel, cartón, madera), y al comportamiento hidrófobo del aceite, casi la totalidad de agua en el interior del transformador se encuentra en el papel. Según Oomen y Prevost, más del 99% de agua se encuentra en el aislante sólido [30], y Garijo [28] dice que las proporciones de contenido de humedad del papel pueden llegar a ser 200 veces superior que la del aceite. Las variaciones de temperatura en el interior del transformador, dan lugar una migración o movimiento de la humedad entre el aislante sólido y el aceite. Cuando se da un aumento de temperatura, la capacidad del aceite para disolver agua aumenta, mientras que el de la celulosa disminuye, de tal manera que hay una migración de cierto contenido de agua del papel al aceite. Al enfriarse, el movimiento de agua es al contrario, pero en este proceso de difusión del aceite al papel, se deben romper enlaces de las moléculas de agua y aceite, requiriendo más tiempo y energía.

En el proceso de absorción y desorción, es posible llegar a un equilibrio térmico, que puede ser representado por curvas. Aunque este equilibrio es poco frecuente, el uso de las curvas puede darnos una idea del contenido de agua en el papel a partir del contenido de agua en el aceite [30].

### 2.3.2 Curvas de equilibrio: Estimación de humedad del papel a partir de la humedad en el aceite

Las curvas de equilibrio de humedad papel-aceite fue desarrollado por primera vez por Fabre y Pichon [31]. El estudio se basó en el principio de equilibrio que dice que “La humedad relativa (humedad referida a un valor de saturación) es la misma en el aceite y aire en contacto a la misma temperatura [32]. Este análisis ha sido la base para diferentes estudios propuestos por diferentes autores.

Oomen en 1983 elaboró un conjunto de curvas de equilibrio de humedad [33] [30], y se basó en el mismo principio del estudio de Fabre y Pichon. Combinó la curva de humedad en el aceite versus humedad relativa en el aire, con la curva de humedad en el papel versus humedad relativa en el aire, de tal manera que obtuvo las curvas de equilibrio de papel-aceite [34]. En la Figura 2.3 se aprecia las curvas de equilibrio, en función de la temperatura.

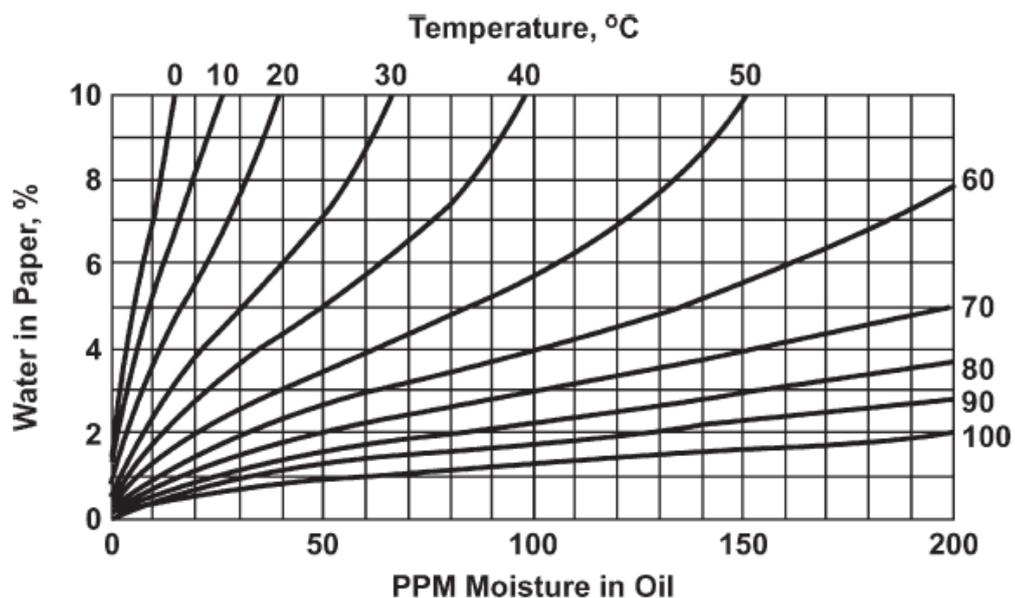


Figura 2.3 Curva de equilibrio de humedad papel-aceite [30]

De las curvas de equilibrio de la Figura 2.3, se puede obtener el porcentaje de humedad en el papel a partir de los PPM (mg/kg) del agua en el aceite. Con un valor aproximado de humedad en el papel se puede obtener la afectación en la vida del transformador. En el experimento realizado en [34] se muestra que las curvas de Oomen coinciden mejor con los datos experimentales.

### 2.3.3 Afectación de la humedad del papel en la vida del transformador

La ecuación que relaciona la humedad en el papel con la afectación de vida del equipo se da lugar a través de un proceso llamado proceso cinético "térmicamente activado" [35] Ecuación 2.7.

$$\frac{1}{DP_{old}} - \frac{1}{DP_{new}} = A * e^{\left(\frac{-E}{R*(T+273)}\right)} * t \quad (2.7)$$

Donde

*DPold* : Grado de polimerización final del papel

*DP new*: Grado de polimerización inicial del papel

*E*: Energía de activación

*A*: Parámetro dependiente del ambiente químico

*R*: Constante de gas molar

*T*: Temperatura en °C

*t*: tiempo de envejecimiento transcurrido

Para un grado de polimerización nuevo se sugiere un valor 1000, mientras que, para un grado de polimerización final, un valor de 200 es aceptado [36]. Más adelante se estudiará un poco más a fondo la polimerización del papel.

*A*, es un parámetro dependiente del contenido de agua en el papel, Emsley [35] sugiere ciertos valores de *A* para algunos valores de humedad, los cuales se pueden ver en la Tabla 1. De igual manera para la energía de activación *E* se estima un valor de *E* = 111kj/mol. El análisis de estos parámetros fue realizado en papel Kraft.

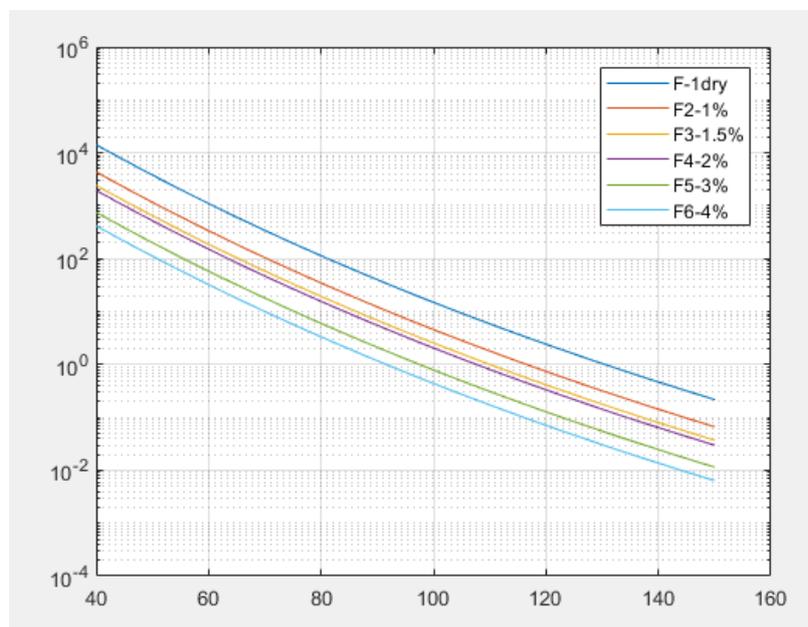
**Tabla 2.1 Valores de A en función de la humedad del papel [35]**

Humedad (%)	A
Seco	$1.07 \times 10^8$
1	$3.5 \times 10^8$
1.5	$6.2 \times 10^8$
2	$7.8 \times 10^8$
3	$2.03 \times 10^9$
4	$3.65 \times 10^9$

La ecuación final de expectativa de vida del transformador quedaría de la siguiente manera:

$$Vida = \frac{0.004}{A} * e^{\left[\frac{13350}{T+273}\right]} \quad (2.8)$$

A partir de Ecuación 2.8, se obtienen las diferentes curvas que describen la vida del transformador en función de la temperatura para diferentes valores de porcentaje de humedad en el papel, se puede apreciar en la Figura 2.4



**Figura 2.4 Expectativa de vida del transformador para diferentes porcentajes de humedad. Fuente: Autoría propia**

### ***2.3.3.1 Propuesta de análisis para cuantificar la afectación de la humedad en método de Arrhenius y Montsinger***

De las curvas obtenidas en la Figura 2.4, se puede obtener factores de envejecimiento, por ejemplo, si el transformador está seco con una temperatura de trabajo promedio del aceite a 80°C, el estimado de vida es de 100 años. Si, la humedad aumenta a 2%, a la misma temperatura de trabajo, la expectativa de vida del transformador es aproximadamente de 20 años. Es decir, hay un factor de aceleramiento de 5.

Ahora bien, a través de los modelos Arrhenius y Montsinger, se obtiene el consumo de vida acumulado del transformador. Se parte de que para cada valor de temperatura registrado por ejemplo en una hora, se obtiene un valor de aceleración de

envejecimiento, el cual puede ser menor que 1, igual o mayor, dependiendo de la situación del transformador. Obteniendo el envejecimiento acumulado en horas o días, este valor se ve afectado por el factor de envejecimiento que se obtenga de la humedad. Para obtener este factor es necesario una interpolación de curvas de la Figura 2.4, de tal manera que se ajuste de acuerdo a la temperatura y humedad en la hora de registro. Cuando existe una afectación por humedad el factor es mayor que 1, de tal manera que se multiplica. Cuando no se considera afectación por humedad y obtener factores de envejecimiento por humedad para cualquier valor de humedad dado.

Algo importante a considerar es que para el análisis de envejecimiento por humedad del transformador, se considera que el equipo se ve afectado desde el 2% de humedad en papel para transformadores menores de 69kV y desde el 1.5% de humedad en papel para equipos mayores a 69kV. Esta consideración se debe esencialmente al siguiente análisis: En primer lugar la IEEE Std 62TM-1995 [37] plantea valores de porcentaje de humedad en el papel, clasificando al papel como seco, húmedo y mojado según al valor de porcentaje.

<b>% Moisture by dry weight in paper</b>	<b>Condition</b>
0-2	Dry paper
2-4	Wet paper
>4.5	Excessively wet paper

**Figura 2.5 Porcentajes recomendados de humedad del papel [37]**

Considerando los valores propuestos por la guía, se puede decir que un porcentaje de humedad en el papel de hasta el 2% representa un transformador con papel seco. Por otro lado, la guía IEEE Std C57.152-2013 [38], el cual es una actualización de la guía IEEE Std 62TM-1995, plantea valores aceptables de humedad en el aceite.

En la Figura 2.6, se tiene que 10 ppm de humedad en el aceite, es un valor máximo permitido para transformadores nuevos con niveles de voltaje mayores a 69kV y 20 ppm para menores de 69kV. Tomando estos valores de ppm y transportándolos a la curva de equilibrio Figura 2.3, se tiene que para un valor de 20ppm de humedad en el aceite y considerando una temperatura promedio de operación de 50°C a 60°C, el valor de porcentaje de humedad en el papel es del 2%, mientras que para 10 ppm y con el mismo rango de temperatura se tiene un valor aproximado de 1.5%.

Status of insulating liquid	Voltage class (kV)	Water content <sup>a</sup> (mg/kg), maximum			
		Mineral oil <sup>b</sup>	LFH <sup>c</sup>	Silicone <sup>d</sup>	Natural ester <sup>e</sup>
New insulating liquid in new equipment	Not specified	—	25	50	—
	≤ 69	20	—	—	300
	> 69 < 230	10	—	—	150
	≥ 230	10	—	—	100
Service-aged insulating liquid	Not specified	—	35	100	—
	≤ 69	35	—	—	400
	> 69 < 230	25	—	—	200
	≥ 230	20	—	—	150

**Figura 2.6 Valores recomendados de agua en el aceite [38]**

## 2.4 Método de los Compuestos Furánicos

Existen extensas investigaciones que determinan una relación entre el grado de polimerización (DP) del papel con la cantidad de furanos en el aceite. A partir de dichas investigaciones, se sugieren algunos modelos matemáticos, considerando en algunos de estos análisis, otros factores o compuestos que pueden afectar la correlación DP-furanos.

La importancia de la obtención del DP, radica en que este valor está relacionado directamente con la calidad del papel, condición mediante el cual se puede evaluar la vida del transformador. Un alto grado de DP es síntoma de un papel con una buena resistencia mecánica, por otro lado un bajo grado de polimerización es señal de una degradación mecánica del papel [39]

### 2.4.1 Polimerización y generación de compuestos Furánicos

El papel aislante utilizado generalmente en los transformadores (Kraft) está compuesto por fibras de origen natural como la celulosa, algodón o lino. La celulosa está formada por una cadena de unidades de glucosa, esta cadena es llamada polímero [40].

Debido al estrés térmico del transformador, el papel empieza degradarse de tal manera que las cadenas de celulosa empiezan a romperse dando lugar a una despolimerización del papel. Por tal razón, conocer el grado de polimerización permite conocer el estado de degradación del papel.

En este proceso de despolimerización de la celulosa del papel, se generan subproductos como el monóxido de carbono CO, dióxido de carbono CO<sub>2</sub> y furanos, además de otros

compuestos. De la presencia de dichos compuestos, los furanos se ha encontrado en mayor cantidad y en diferentes subproductos, entre los cuales el más común es 2-Furfural o 2 Furaldehído (2-FAL), cerca del 98.2% del total [41].

El CO y el CO<sub>2</sub>, tienen también relación con el valor de DP, pero los furanos son compuestos específicos de la degradación del papel, por lo que analizar su cantidad en el aceite (2-FAL) es apropiado para obtener el DP y por consiguiente diagnosticar la vida del equipo [39].

#### 2.4.2 Modelos de Correlación DP-Furanos para el diagnóstico de vida del transformador

La forma más confiable para diagnosticar el estado de vida promedio del transformador a partir de los DP, es a través de una medición directa, es decir, se extrae una muestra de papel de la parte activa y se lo analiza en laboratorio utilizando comúnmente el método promedio viscométrico [42]. Obviamente este método presenta un serio inconveniente, que para obtener la muestra de papel es necesario desencubar la parte activa, hecho que es casi imposible que se realice ya que implica sacar al transformador de servicio durante un buen tiempo y transportarlo hacia un lugar donde cuenten con las herramientas necesarias para levantar la bobina.

Partiendo de que es casi imposible una medición directa con un transformador en operación, diversos autores han planteado modelos o ecuaciones para relacionar el contenido de furanos con el grado de polimerización, desde una muestra de aceite. Xu, propone el uso de la llamada “Curva Chendong” [41] definida por la siguiente ecuación:

$$\log_{10}(2FAL) = 1.51 - 0.0035 * DP \quad (2.9)$$

En el 2016, Yang en coordinación con otros autores [43], realizaron un conjunto de experimentos para observar la afectación de la temperatura en la relación del 2FAL (mg/L) con los DP, proponiendo la siguiente ecuación para una temperatura promedio de 60°C:

$$\log_{10}(2FAL) = 1.69 - 0.0036 * DP \quad (2.10)$$

A partir de la ecuación 2.10, la investigación, considera un factor de corrección para el cálculo de DP a cualquier temperatura, la ecuación se define como:

$$\log_{10} \left( \frac{2FAL}{k(T)} \right) = 1.69 - 0.0036 * DP \quad (2.11)$$

Donde  $k(T)$ , es el factor de corrección a una temperatura T (°C) y viene calculada de la siguiente manera:

$$k(T) = Ae^{B(T-60)} + 1 - A \quad (2.12)$$

Los valores de  $A$  y  $B$  recomendados por la investigación son de 0.221 y 0.0393 respectivamente.

W. Flores, E. Mombello, G. Rattá y J.A. Jardini en [42], proponen ecuaciones diferenciando transformadores con papel térmicamente no enriquecido (papel kraft) y transformadores con papel térmicamente enriquecidos.

Para los equipos con aislamiento solido de papel kraft se define la siguiente ecuación. El valor de 2FAL está en ppb.

$$DP = \frac{\log(2FAL*0.88)-4.51}{-0.0035} \quad (2.13)$$

La ecuación 2.14, es una modificación de la ecuación de Chendong. Para transformadores con papel térmicamente enriquecidos, se considera el total de furanos y no solo el de tipo 2-furfural, la ecuación se define de la siguiente manera:

$$DP = \frac{\log(\text{total furanos})-4.035}{-0.002908} \quad (2.14)$$

A partir de estas dos ecuaciones propuestas, se puede calcular el porcentaje de vida consumido de la siguiente manera:

$$\% \text{ vida utilizada} = [(\log_{10} DP) - 2.903]/(-0.006021) \quad (2.15)$$

De Pablo en 1999 [44], plantea una ecuación basada en una investigación común con un grupo de trabajo 15.01.03 de la CIGRE, el cual se define de la siguiente manera:

$$DP = (7100)/(8.88 + 2FAL) \quad (2.16)$$

En la ecuación 2.16, el contenido del 2FAL se da en mg/kg.

Pradhan en [45], pudo demostrar una relación del DP con algunos productos de la degradación del papel, como el monóxido de carbono CO, el dióxido de carbono CO<sub>2</sub>, ciertos furanos y el contenido total de furanos. La ecuación se define de la siguiente manera:

$$DP = C_0 + a \log CO + b \log CO_2 + c \log total \text{ furanos} + \quad (2.17)$$

$$d \log 2FAL + e \log(2acetil - furano) +$$

$$f \log(5Metil - 2FAL)$$

Donde  $C_0, a, b, c, d, f$  son coeficientes. A partir de los DP calculados en la ecuación 2.17, se puede obtener el tiempo de vida transcurrido de la siguiente manera:

$$Consumo \ de \ vida = 20.5 * \ln \frac{1100}{DP} \quad (2.18)$$

Los coeficientes son calculados de la siguiente manera:

$$C_0 = w_1 * a_0 + w_2 * b_0 + w_3 * c_0 + w_4 * d_0 + w_5 * e_0 + w_6 * f_0$$

$$a = w_1 * a_1$$

$$b = w_2 * b_2$$

$$c = w_3 * c_3$$

$$d = w_4 * d_4$$

$$e = w_5 * e_5$$

$$e = w_6 * f_6$$

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

Se proponen valores para los coeficientes, tabulados en la Tabla 2.3

**Tabla 2.2 Parámetros para el modelo de la Ecuación 2.17 [45]**

Parameter	$cc_i$	$w_i$	Normal fitting	Weighted coef.	Symbol	Range † (ppm/ppb)
Const.	-	-	1897	1895	$C_0$	-
CO	0.792	0.172	-60.59	-62.69	a	30-400
CO <sub>2</sub>	0.715	0.160	-54.10	-52.02	b	218-4000
TF	0.782	0.170	-39.67	-40.53	c	40-1900
FD	0.776	0.169	-30.20	-30.61	d	10-1700
AF	0.752	0.164	-57.18	-56.17	e	2-32
M2F	0.755	0.164	-54.30	-53.56	f	4-67

## 2.5 Propuesta de metodología para simular y determinar el envejecimiento del transformador mediante el desarrollo de un algoritmo en Matlab.

A partir de los modelos analizados se elabora en Matlab un algoritmo que presente al usuario las curvas de desgaste de vida, la afectación de humedad y las curvas de polimerización del papel. Además, se puede visualizar otras graficas de interés, que sirven como un medio grafico para ver como se ha venido comportando el transformador en un cierto periodo de estudio.

El cálculo y las curvas se obtienen ejecutando un registro de datos que sirven como entrada del algoritmo. Así por ejemplo, las curvas de envejecimiento del modelo Arrhenius Dakin (Guía IEEE) y del modelo Montsinger (Guía IEC) se grafican a partir del registro de valores de temperatura del punto más caliente del devanado. En estos modelos se plantea el proceso matemático ya mostrado en la sección 2.3, para evaluar la afectación de la humedad en la curva de envejecimiento de dichos modelos en caso de disponer un registro histórico o un valor promedio de humedad del papel. Por otro lado se tienen las curvas de grado de polimerización del papel. Estas se grafican a partir del registro de la cantidad de 2-Furfural, es decir, el programa toma como entrada este valor y utiliza dos de los modelos de la sección 2.4 (Métodos de compuestos Furánicos) para situar el nivel de polimerización del papel en la curva y obtener el consumo de vida del mismo.

El proceso explicado está resumido en un programa tipo aplicación de Matlab llamado VitalTrans. La finalidad de crear este programa es que brinda al usuario facilidad para el análisis del envejecimiento del transformador ya que se maneja sobre una interfaz y no directamente sobre el código de Matlab. La aplicación integra todo lo antes mencionado, modelo en función de la temperatura Hot Spot, afectación de humedad y modelos a partir

de furanos. Por último, en sus pestañas se pueden visualizar las curvas del envejecimiento acumulado según el modelo que se escoja, curvas de interés como el de cargabilidad, temperatura del aceite, del devanado, y las curvas de polimerización del papel, brindado una forma eficiente de analizar y posteriormente poder tomar decisiones. Los modelos que calculan el envejecimiento a partir de la temperatura y a partir de furanos pueden ser contrastados para tener una mejor visión de la vida del papel, pero también pueden ser modelos complementarios, ya que si no se dispone de un registro histórico del transformador, con el análisis de furanos se puede tener una idea de la vida consumida y con el análisis de temperatura se puede llegar a conocer que tiempo de vida le queda considerando el grado de polimerización obtenido.

A continuación, en la Figura 2.7 se representa de forma general mediante un diagrama de flujo el algoritmo que sigue el programa desarrollado. El algoritmo desarrollado para hallar el envejecimiento del transformador a partir de la temperatura del punto más caliente del devanado se presenta como pseudocódigo en Anexos. Figura 5.1. De igual manera se presenta en Anexos, Figura 5.2 el pseudocódigo del algoritmo que calcula el factor de envejecimiento en función de la temperatura del punto más caliente considerando la afectación de la humedad.

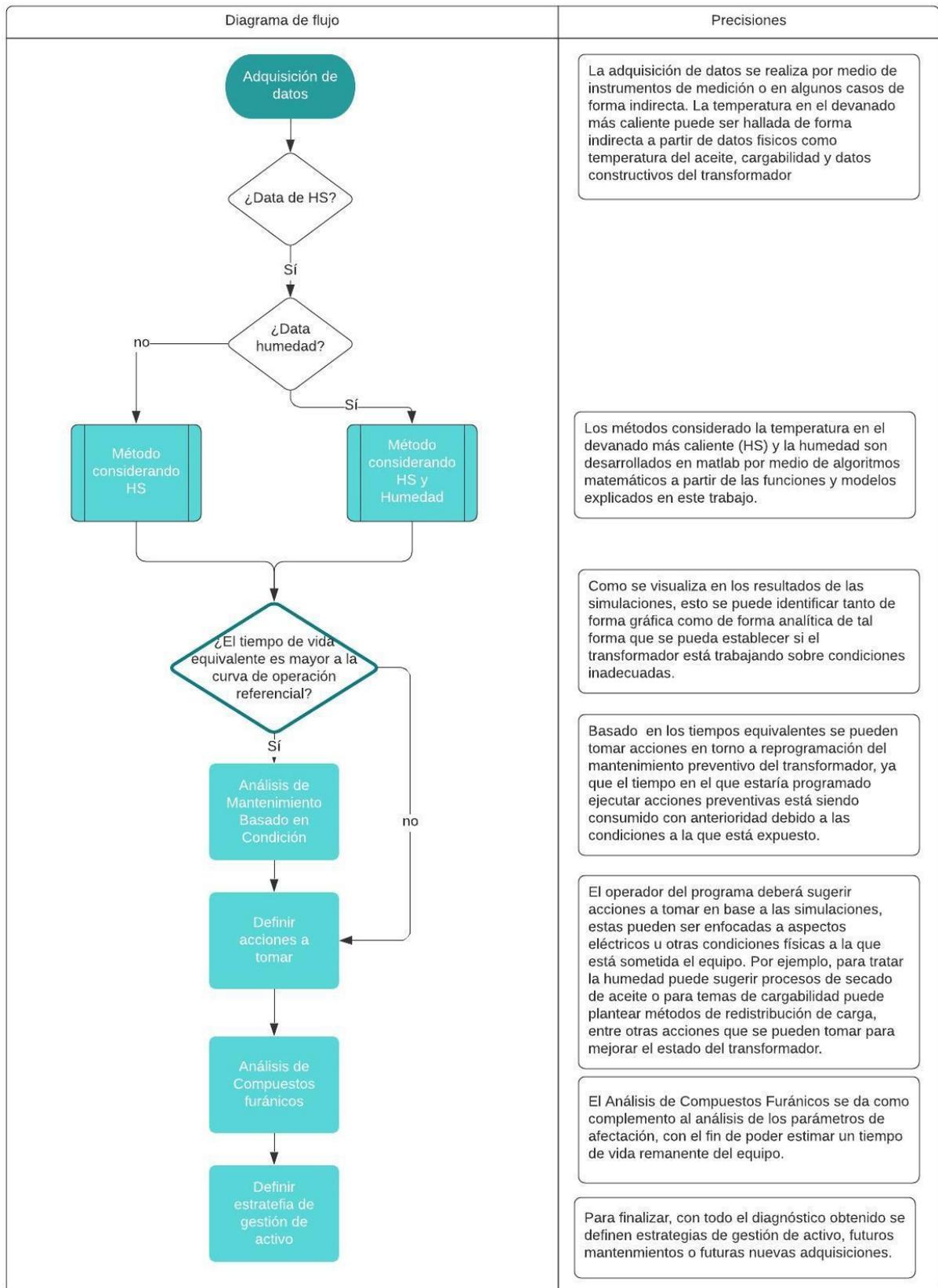


Figura 2.7 Diagrama de flujo que sigue el algoritmo del programa VitalTrans

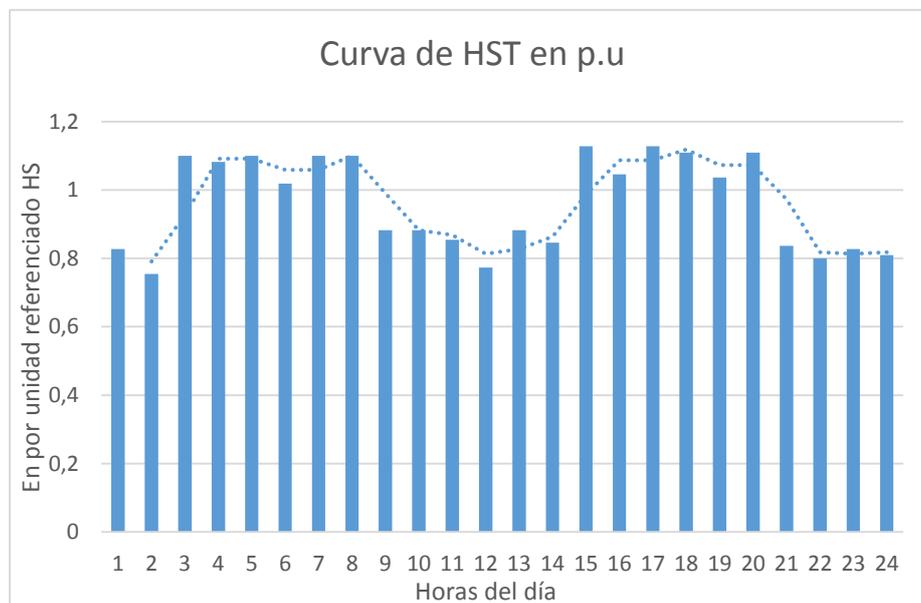
### 2.5.1 Perfiles de estudio para evaluación de la metodología

Se proponen ciertos perfiles para evaluar la funcionabilidad de la metodología planteada. En primera instancia, se ajustan perfiles de un transformador para evaluar de manera individual las funciones del algoritmo. En segunda instancia, se propone el perfil de un transformador con cierta cargabilidad y ciertas características de tal manera que se tiene una evaluación integral de la metodología mediante el programa VitalTrans, mostrando las funciones y bondades que ofrece.

A pesar de que el programa puede analizar registros de parámetros de uno o más años, para el efecto de este proyecto se realizará un análisis semestral o lo que es lo mismo 4381 horas. A continuación se detallan los perfiles de carga propuestos para el análisis del programa.

#### **Perfil 1**

Para este perfil, se considera el transformador trabajando de manera no correcta. Es decir, se tienen registros de temperatura del punto más caliente (HST) por encima de lo nominal. En la Figura 2.8, se observa la curva de HST diaria promedio para este caso.

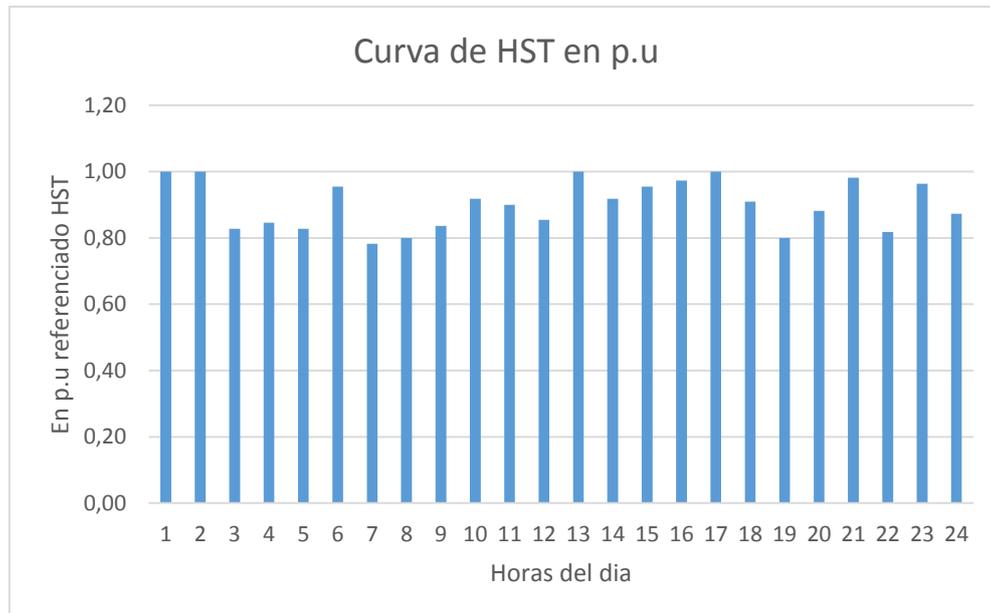


**Figura 2.8 Curva de Temperatura Hot Spot promedio diaria. Perfil 1**

Se observa que durante el día, debido a una mala distribución de carga o por un mal dimensionamiento del transformador, se sobrecarga el equipo, dando como resultado valores de HST por encima de la unidad. Se debe recordar que la cargabilidad del transformador está relacionado directamente con la temperatura HST, un exceso de carga va a dar como resultado un incremento de la temperatura HST pudiendo estar por encima del valor máximo establecido 110°C.

## Perfil 2

Este perfil considera un transformador trabajando de manera relativamente correcta, es decir se tiene una cargabilidad entre el 70% y 90% del transformador, por lo que su temperatura Hot Spot no supera el límite de 110°C. En la Figura 2.9, se observa la curva diaria promedio de HST para este caso.



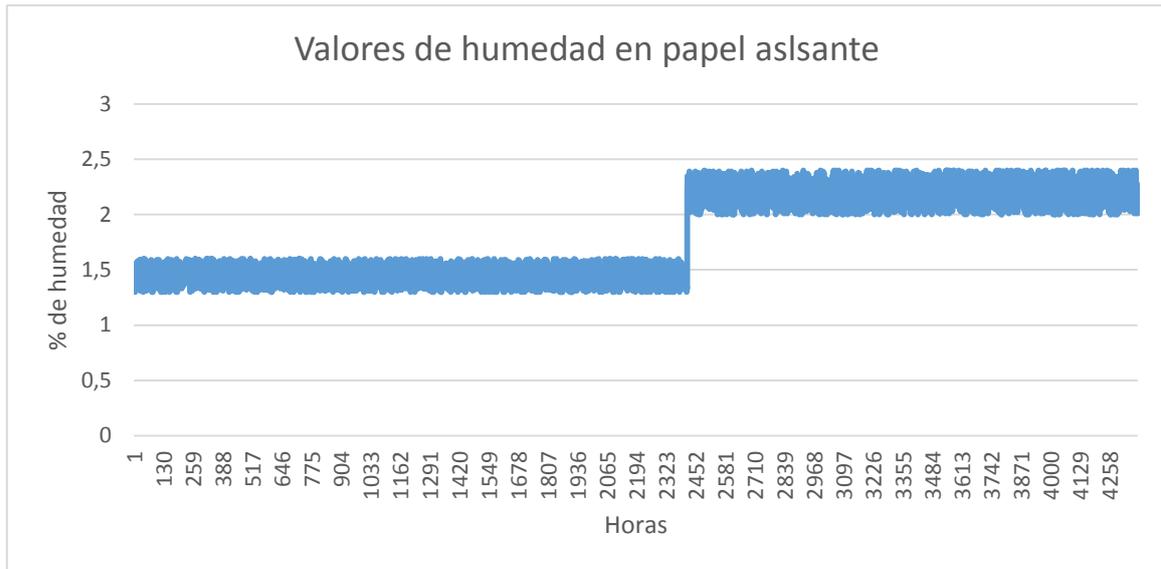
**Figura 2.9 Curva de Temperatura Hot Spot promedio diaria. Perfil 2**

Se observa en la Figura 2.9, que los valores de temperatura del punto más caliente del devanado se sitúan por debajo de 1p.u., es decir no superan los 110°C.

La finalidad de simular estos dos perfiles de cargas es la de poder contrastar resultados mediante el programa VitalTrans sin considerar el factor humedad. Para cada perfil de carga se obtiene el envejecimiento del transformador considerando los modelos de la IEEE y de la IEC. Se supone además, que el transformador tiene un papel térmicamente mejorado.

## Perfil 3

En este perfil de carga se considera el mismo perfil 2 pero en los últimos 3 meses de estudio se va a suponer un ingreso de humedad al transformador, lo que consecuentemente da lugar a un porcentaje de humedad en el papel. Además, se considera que el voltaje máximo que maneja el transformador es de 69kV. A continuación se puede ver el comportamiento de la humedad en los 6 meses de estudio.



**Figura 2.10 Curva de humedad en el papel aislante. Perfil 3**

La hipótesis que se maneja en la Figura 2.10, es que el transformador en los primeros tres meses de estudio estuvo trabajando con un valor de humedad aceptable, es decir, se considera valores promedio de 10ppm de H<sub>2</sub>O en el aceite, lo que equivale a un rango de 1.5% de humedad en el papel. En el segundo trimestre, por ciertos motivos, el porcentaje de humedad aumenta, según la hipótesis de este perfil, el contenido de H<sub>2</sub>O oscila entre 20 ppm y 30 ppm lo que es equivalente en el papel un aproximado de 2.3% promedio de humedad.

#### **Perfil 4. Contenido de Furanos**

Para determinar el grado de polimerización del papel, el programa pide como entrada el contenido del total de Furanos en ppb (modelo que se acopla a papel térmicamente mejorado) o el contenido del 2-Furfural (modelo que se acopla a papel sin resistencia térmica) también en ppb, junto a esto se debe ingresar la temperatura de la muestra de aceite.

Para este análisis vamos a considerar la hipótesis de tener 2 muestras para un contenido total de Furanos y 2 muestras para un contenido del 2-Furfural o 2 Furaldehído. Para cada par de muestra se va a tener la misma cantidad pero se variará el valor de temperatura para poder contrastar los resultados.

El modelo a utilizar para obtener el grado de polimerización a partir de la cantidad de 2 Furaldehído, será el propuesto por Yang en [43]. Esta ecuación es obtenida de manera experimental y es muy parecida a la ecuación propuesta por Chendong [41], utilizada por algunas industrias para modelar el envejecimiento del transformador. Se selecciona la

curva de Yang, ya que a diferencia de Chendong, esta considera un factor de corrección por temperatura, y además es un estudio relativamente nuevo realizado en el 2016. Hay que recordar que este modelo se ajusta para transformadores que usan papel kraft o papel sin resistencia térmica.

Para obtener el grado de polimerización del papel a partir del contenido total de Furanos, se hace uso de la Ecuación 2.14, que es una variación del modelo de Chendong. Este modelo se ajusta a transformadores con papel térmicamente enriquecidos. A continuación se tiene los valores de Furanos propuestos para este perfil de estudio.

**Tabla 2.3 Valores de compuesto Furánicos**

	<b>Muestra 1</b>	<b>Muestra 2</b>
2-FURALDEHIDO	654 ppb	654 ppb
Temperatura	65°C	25°C
	<b>Muestra 3</b>	<b>Muestra 4</b>
TOTAL FURANOS	380 ppb	380 ppb
Temperatura	65°C	25°C

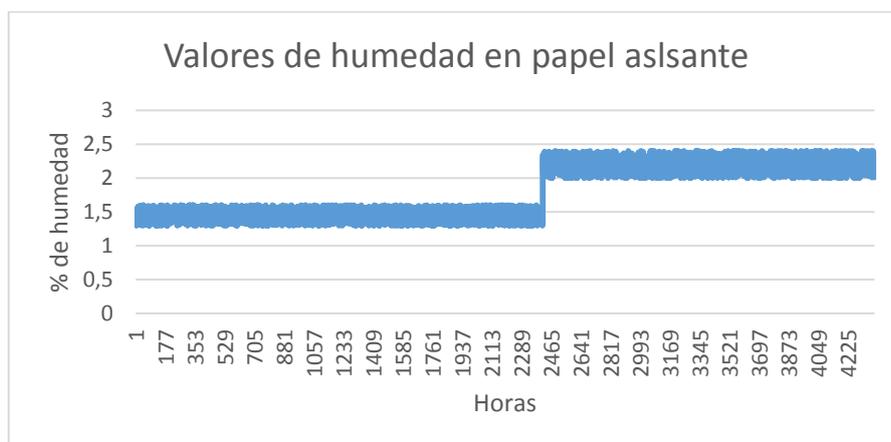
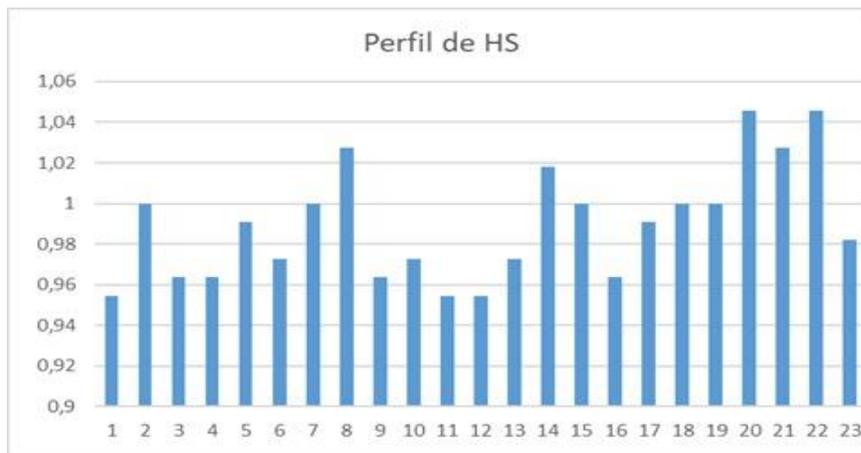
### ***Perfil 5. Evaluación integral del programa***

Se propone este perfil de estudio para mostrar las funcionalidades del programa de una manera integral. La hipótesis que se maneja respecto a las características del transformador así como el análisis de los compuestos Furanos se muestra en la Tabla 2.5.

El comportamiento de la temperatura del punto más caliente y de la humedad se pueden observar en la Figura 2.11. Hay que indicar que se considera un perfil de carga promedio con ciertos eventos de alta demanda.

**Tabla 2.4 Datos del transformador y análisis de Furanos**

Características del Transformador			
Marca	Ninguna		
Ubicación	Ninguna		
Voltaje Primario [kV]	13,8		
Voltaje Secundario [kV]	138		
MVA	100	Hz	60
Elev. Temperatura	85°C		
Inicio de Operación	2002		
Fecha de Analisis	2020		
Análisis de Furanos			
Compuesto	Concentración ug/L (ppb)		
5-hidroximetil-2-furaldehido	11,7		
Alcohol furfurílico	18,3		
2-furaldehido	949		
2 Acetil Furano	<8,2		
5-Metil-2furaldehido	29,1		
Temperatura de la muestra	60°C		



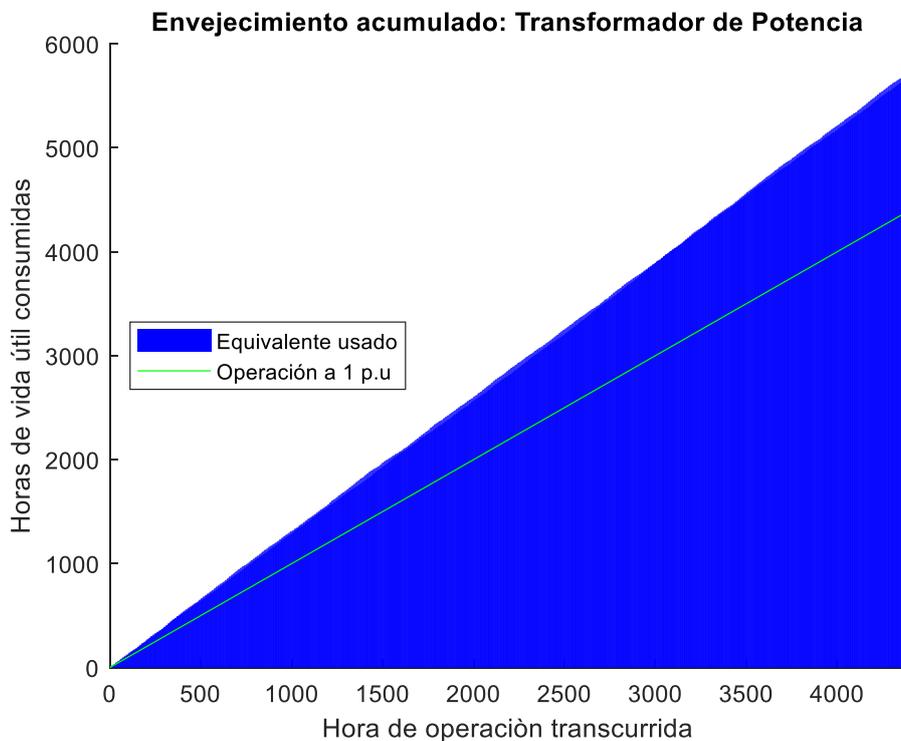
**Figura 2.11 Curva de temperatura Hot Spot y humedad del papel. Perfil 5**

# CAPÍTULO 3

## 3 Resultados y Análisis

### 3.1 Simulación del envejecimiento del transformador para el Perfil 1: Modelo Arrhenius Dakin (Guía IEEE)

La ejecución del algoritmo muestra el estado del transformador a partir de la temperatura del punto más caliente del devanado. Lo que se hace es obtener una factor de aceleración de desgaste del equipo para cada intervalo de registro, en este caso se tiene una tasa de muestro de datos de 1 hora. Lo que se consigue con esto, es conocer en cada hora de operación del equipo cuanto envejeció el papel.



**Figura 3.1 Envejecimiento acumulado del transformador perfil 1. Modelo Arrhenius-Dakin**

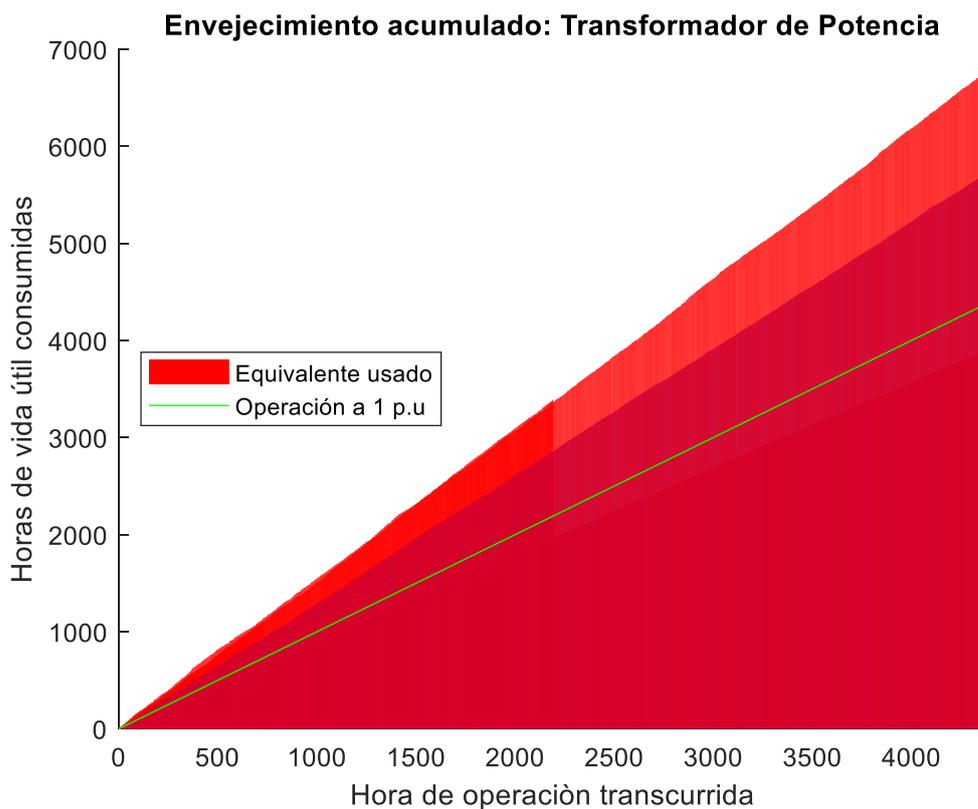
Se observa en la Figura 3.1, el envejecimiento acumulado del transformador para 6 meses de trabajo representado de manera discreta por las líneas de color azul. La línea color verde representa el consumo de “vida normal” si el transformador opera con HST a 1p.u, es decir a 110°C promedio.

Se evidencia que durante este tiempo de operación, manteniendo el mismo perfil de carga, el transformador tiene un consumo de vida equivalente a 5707 horas cuando en

realidad ha operado 4381 horas (6 meses), es decir se tiene un ratio de envejecimiento de 1.3. Es importante para entender cuan acelerado o no envejece el transformador.

### 3.2 Simulación del envejecimiento del transformador para el Perfil 1: Modelo Montsinger (Guía IEC)

Se muestra a continuación la curva acumulada del envejecimiento del transformador para el perfil 1 usando el modelo Montsinger en un tiempo de análisis de 6 meses.



**Figura 3.2 Envejecimiento acumulado del transformador perfil 1. Modelo Montsinger**

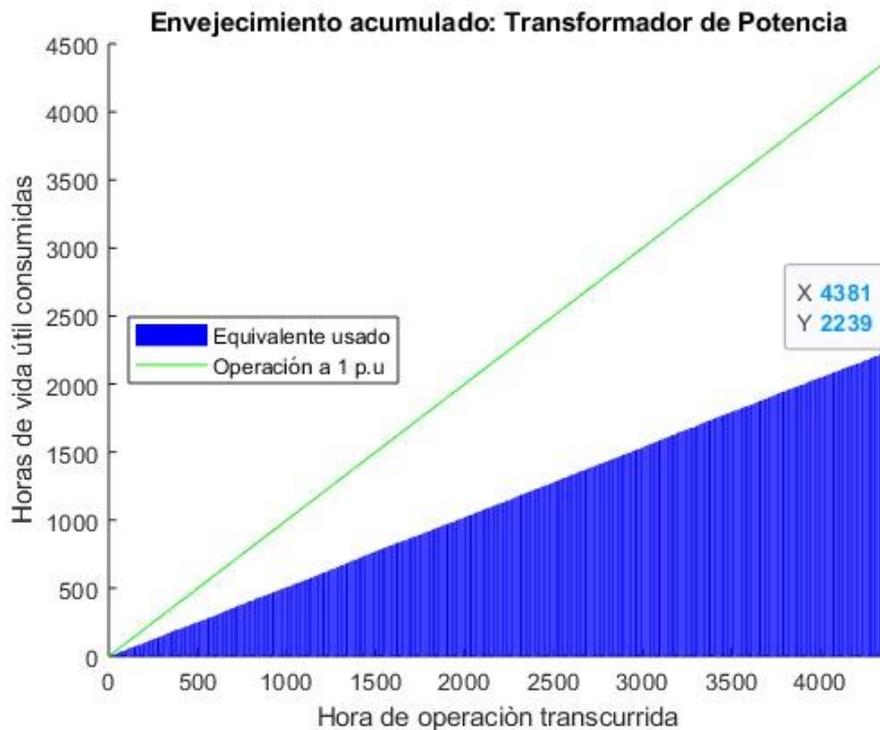
Como se está considerando el mismo perfil 1, en el cual se había dado como hipótesis que se tiene un transformador con temperaturas por arriba de la máxima, se evidencia también para este modelo un desgaste de vida acelerado (Figura 3.2).

En este caso el consumo de vida de vida equivalente del transformador es de 6769 horas, cuando operando tiene 4381 horas (6 meses). Para contrastar con el modelo anterior se puede ver que hay una diferencia en cuanto al cálculo del envejecimiento, según el modelo Montsinger se tiene un mayor desgaste de vida, específicamente 1062 horas más con respecto al cálculo de Arrhenius. Consecuentemente se tiene una tasa de envejecimiento promedio superior, que para este caso es de 1.54.

### 3.3 Simulación del envejecimiento del transformador para el Perfil 2: Modelo Arrhenius Dakin (Guía IEEE)

Se muestra a continuación la curva acumulada de envejecimiento para el perfil 2.

La ejecución del algoritmo sigue el mismo proceso que con el perfil 1, evalúa cada registro de temperatura del punto más caliente del devanado en el modelo de estudio, que para este caso es el de Arrhenius.

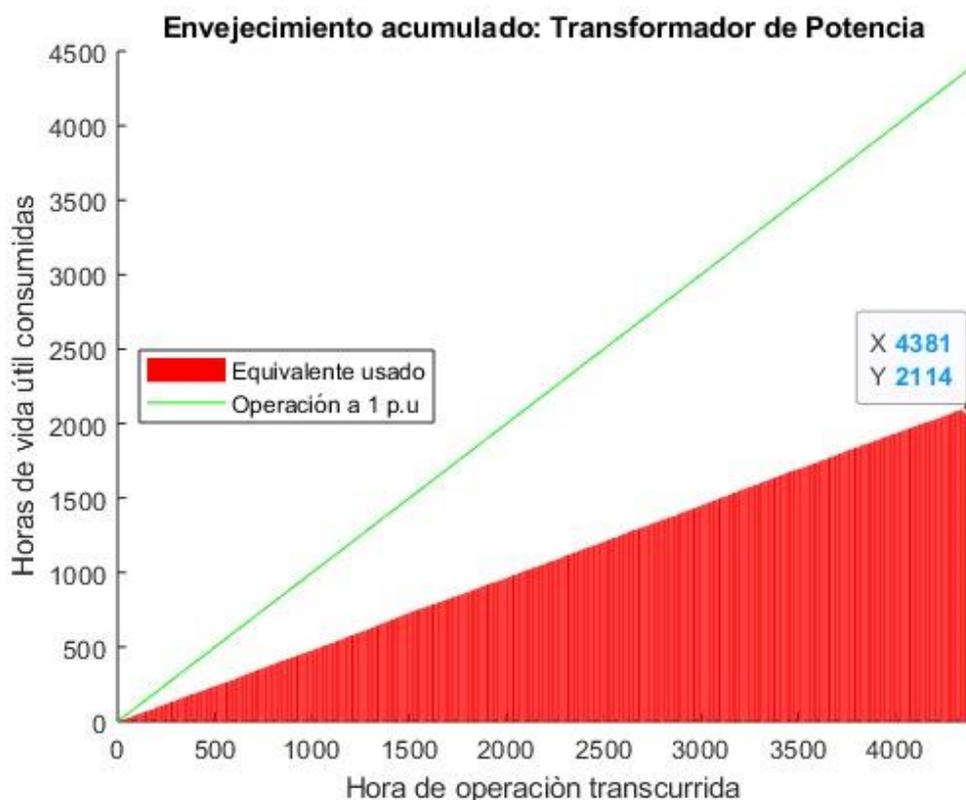


**Figura 3.3 Envejecimiento acumulado del transformador perfil 2. Modelo Arrhenius-Dakin**

Se observa en la Figura 3.3, que la curva de azul se encuentra por debajo de la línea verde, es decir el envejecimiento acumulado del papel, representado por las líneas azules, es menor al envejecimiento normal de operación, representado por la línea verde. Para tener una mejor idea, en números se tiene que en 4 meses de operación (4381 horas) del transformador, el papel tiene un equivalente usado de 2239 horas, es decir hay un desgaste de vida retardado del papel. Esta condición de trabajo del transformador es favorable, ya que se tendría una alargue de vida del equipo y al mismo tiempo la probabilidad de presentar menos fallas de aislamiento eléctrico en un buen tiempo. Por consecuencia de tener un desgaste de vida retardado se tiene una tasa de envejecimiento mejor a la unidad, para este caso se tiene una tasa de 0.51.

### 3.4 Simulación del envejecimiento del transformador para el Perfil 2: Modelo Montsinger (Guía IEC)

Se realiza el análisis del perfil 2 para un tiempo de 6 meses y usando el modelo de envejecimiento Montsinger. A continuación se muestra la curva acumulada de desgaste de vida.



**Figura 3.4 Envejecimiento acumulado del transformador para perfil 2. Modelo Montsinger**

En la Figura 3.4, se observa que el envejecimiento acumulado del papel (líneas rojas) está por debajo del envejecimiento normal del equipo. Era de esperarse que la curva siga la misma tendencia que la del modelo Arrhenius, pero sin embargo se evidencia que el desgaste de vida es menor. El equivalente usado en el análisis de este perfil es de 2114 horas, cuando se tiene 4381 horas de operación. Respecto al modelo anterior se tiene 125 horas menos de desgaste. Se tiene un ratio de envejecimiento es de 0.48

### 3.5 Análisis de estudio del perfil 1 y 2

En primer lugar hay que tener bien claro el comportamiento de los perfiles de estudio que se han propuesto, por un lado el perfil 1 maneja la hipótesis de que el transformador opera con valores de temperaturas por arriba del máximo permitido, mientras que el perfil 2 tiene un transformador que opera de manera correcta y las temperaturas en la mayoría del tiempo son relativamente bajas y casi sin picos. Hay que indicar que el perfil 2 es un promedio de lo que se tiene en la práctica con ciertas excepciones.

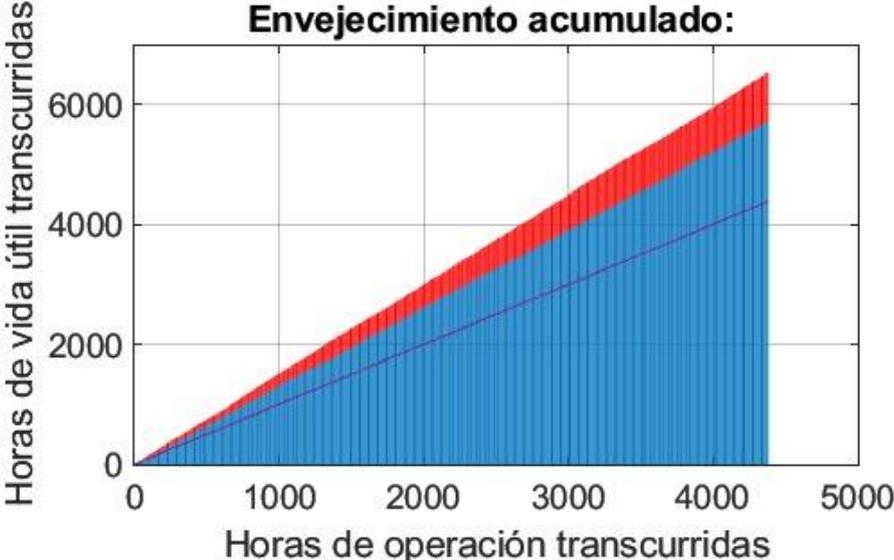
Por otro lado las curvas de envejecimiento acumulado de los perfiles para los dos modelos no consideran contaminación externa, se puede considerar que el análisis es un poco idealista, ya que se sabe que en la práctica se suele tener un ingreso de humedad y que a pesar de tener un transformador herméticamente sellado, en el interno por procesos naturales en el papel se desprende un porcentaje de humedad durante la operación del equipo, según [1] para transformadores con tanque de expansión se tiene un incremento de humedad anual del 0.2% y para los sellados herméticamente es de 0.05%.

El ratio de envejecimiento del transformador considerando el perfil 1 es de 1.3 según el modelo Arrhenius y de 1.54 para el modelo Montsinger. Teniendo en cuenta el tiempo de vida propuesto por estos modelos, el cual es de 20.55 años, si el transformador a lo largo de su vida operara de la misma forma se tendría una vida útil estimada promedio de 15.8 años para el primer modelo y de 13.34 años para el segundo. Hay que aclarar que la propuesta de los modelos es aproximar, mas no dar un valor de vida útil absoluta. Esto se debe a que existen casos en que la vida del papel aislante ha cumplido su ciclo de vida y sin embargo el transformador aun ha seguido operando [1]. De todas maneras, al final se tiene una alta probabilidad de tener una falla de aislamiento en cualquier momento o que por motivos del desgaste de vida del papel se tenga una rigidez mecánica obsoleta y que el transformador no pueda resistir una falla como un cortocircuito, sobrecarga o descarga atmosférica.

Para el perfil 2, el ratio de envejecimiento es de 0.51 y 0.48 para el modelo Arrhenius y Montsinger respectivamente. Aplicando la misma consideración que al perfil 1, se tiene un estimado de vida útil del transformador de 40.3 años y de 42 años según el orden de los modelos indicados.

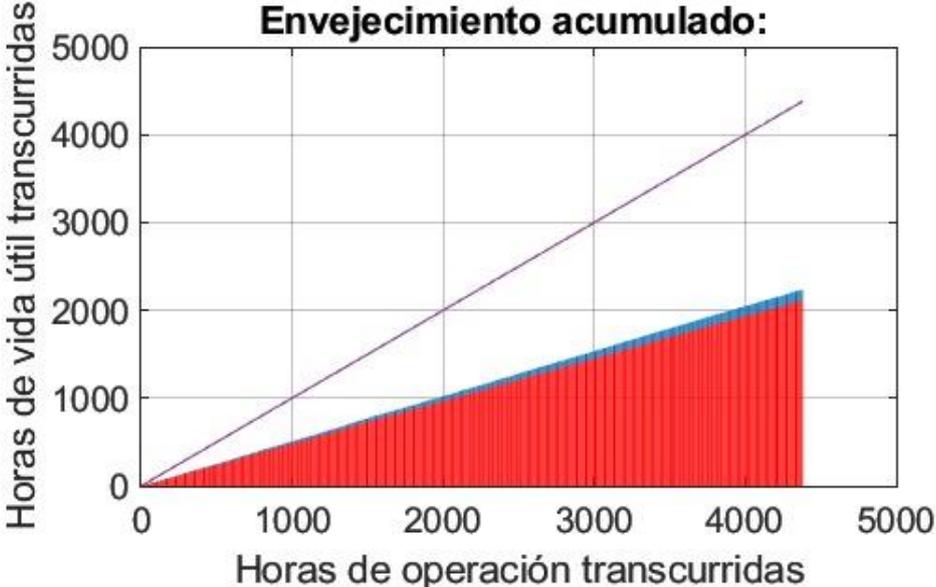
Cuando se tienen temperaturas superiores a los 110°C el modelo de la IEC considera que el papel se desgasta de forma más acelerada, de tal manera que se verifica un ratio

de envejecimiento mucho mayor que el del modelo Arrhenius. Esto se aprecia mejor en las curvas contrapuestas para el perfil 1, véase Figura 3.5.



**Figura 3.5 Curvas contrapuestas para el perfil 1. Color rojo: Montsinger. Color Azul: Arrhenius**

En cambio para temperaturas del punto más caliente dentro de los límites aceptables, es decir menores a 110°C se tiene que los dos modelos tienen un ratio de envejecimiento muy parecido, 0.51 y 0.48 (véase la Figura 3.6). Esto confirma lo expuesto en la gráfica de la Figura 2.1, donde los dos modelos se ajustan matemáticamente para trabajar a temperatura HST máxima de 110°C.



**Figura 3.6 Curvas contrapuestas para el perfil 2. Color rojo: Montsinger. Color Azul: Arrhenius**

Por último, hay que indicar que los modelos propuestos pueden dar un modelo de envejecimiento confiable siempre y cuando se asegure que la humedad en el aceite del transformador se sitúe por debajo de los 10 ppm. La razón por la cual se sugiere esto, es que a una valor promedio de 10 ppm de agua en el aceite, se asegura un porcentaje de humedad en el papel menor al 2% con lo cual se cumple lo estipulado por la Guía IEEE Std 62TM-1995 en la que establece como papel seco hasta un 2% de humedad. Para obtener la humedad en el papel a partir de la cantidad de agua en el aceite, considere la curva de Oomen y una temperatura del aceite del transformador de entre 50°C a 70°C.

### 3.6 Simulación de la afectación de humedad en el envejecimiento del transformador: Perfil 3

Como se detalló en la parte de metodología, en este perfil se consideran además de los registros de temperatura del punto más caliente, valores de humedad.

A continuación se va a mostrar la curva que resulta cuando se cuantifica la afectación de este agente degradante.

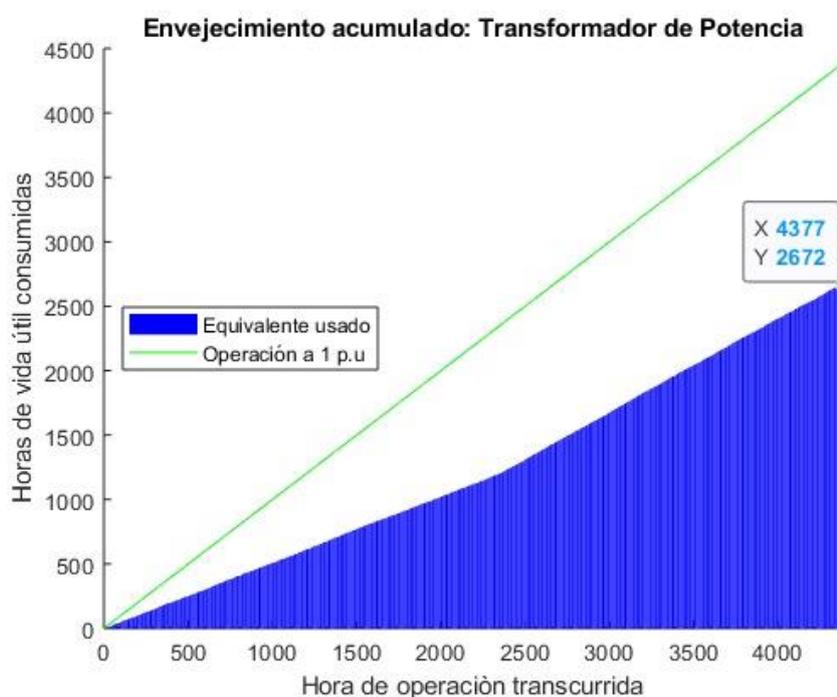


Figura 3.7 Envejecimiento acumulado del transformador perfil 3

En la Figura 3.7, se puede observar como la curva de envejecimiento acumulado en los últimos tres meses tiene una pendiente más pronunciada, llegando a superar en los últimos puntos de análisis a la curva normal de envejecimiento.

Como se había analizado en secciones atrás, la humedad en el papel con un porcentaje superior al 2% para transformadores con niveles de voltaje menores a 69kV, actúa como un agente catalizador de la degradación del papel, es decir, es un factor que acelera el proceso. Lo que hace el algoritmo es tomar la información de valor de humedad para cada hora de registro, verifica que sea superior al 2% y si esto es verdadero cuantifica este porcentaje de humedad en un factor de aceleración por humedad, para después pasar a ser un factor multiplicativo del factor de envejecimiento por temperatura y obtener finalmente el factor de envejecimiento total por humedad y temperatura. El procedimiento matemático que sigue es el propuesto en la sección 2.3.

Resulta interesante contrastar el perfil 3 y el perfil 2, ya que ambos tienen igual registro de temperaturas pero solo uno de ellos contiene registros de humedad. Cuando no se considera humedad, se tiene un desgaste de vida del equipo 2114 horas, con una tasa de envejecimiento de 0.51 y con una expectativa de vida aproximada de 40.2 años. Cuando se tiene una afectación de humedad, que para este caso se da en los últimos tres meses de operación, se tiene un desgaste de vida de 2672 horas en 4381 horas de operación, un ratio de envejecimiento de 0.62 y si este comportamiento se mantiene la vida estimada es de 33 años.

Mantener al transformador con una humedad del papel de 2.3% promedio (o su equivalente de 20 a 30ppm en el aceite), para este caso de estudio remanó casi 7 años de vida del equipo, pasó de tener un estimado de vida de 40 años a 33 años.

### **3.7 Simulación y obtención de curva y grado de polimerización. Perfil 4**

Se muestra en primer lugar la evaluación de la curva de Yang, modelo que sirve para obtener el grado de polimerización para transformadores con papel aislante tipo kraft o térmicamente no mejorados. Este modelo tiene como entrada el contenido de 2-Furaldehído en ppb y la temperatura en grados centígrados a la que se tomó la muestra. Los valores que se ingresan son los de la muestra 1 y 2 de la Tabla 2.4.

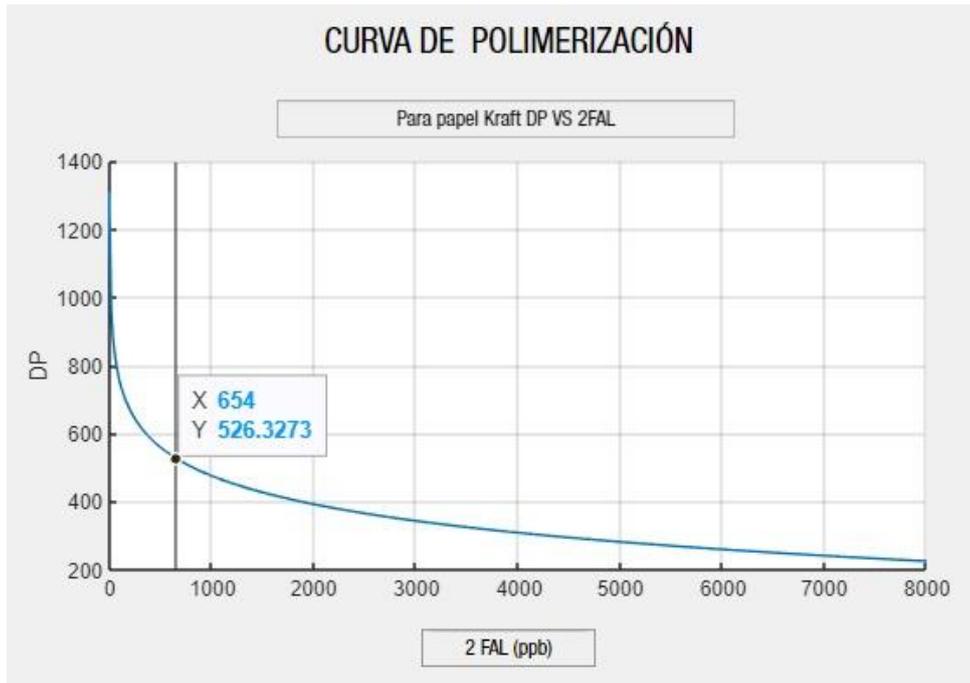


Figura 3.8 Curva y grado de polimerización del papel para un 2FAL= 654 y T=65°C

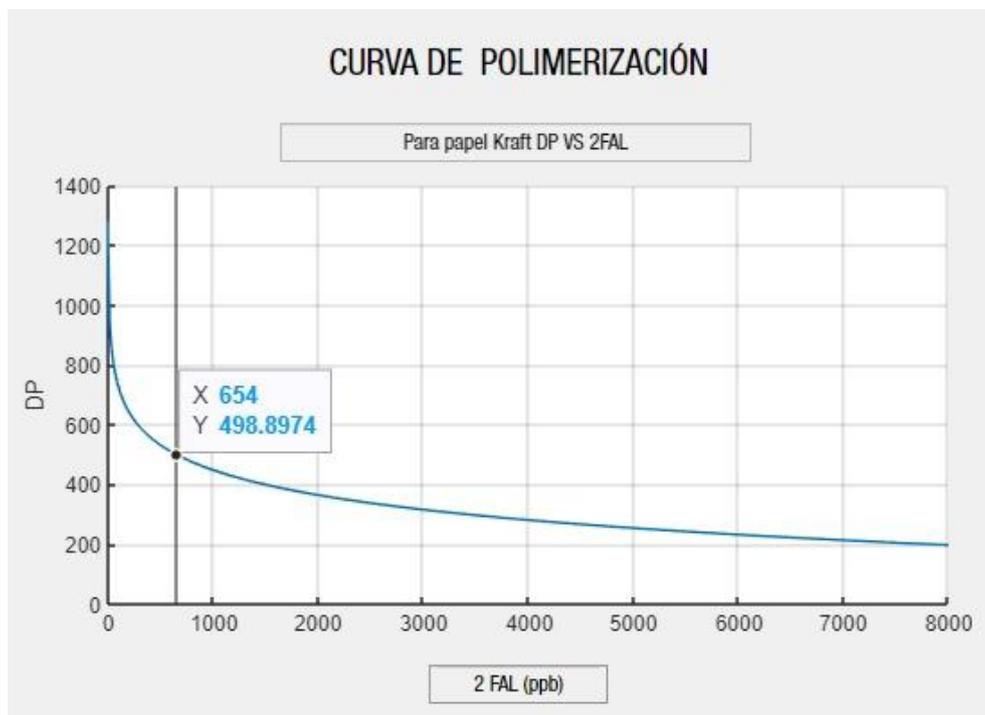


Figura 3.9 Curva y grado de polimerización del papel para un 2FAL= 654 y T=25°C

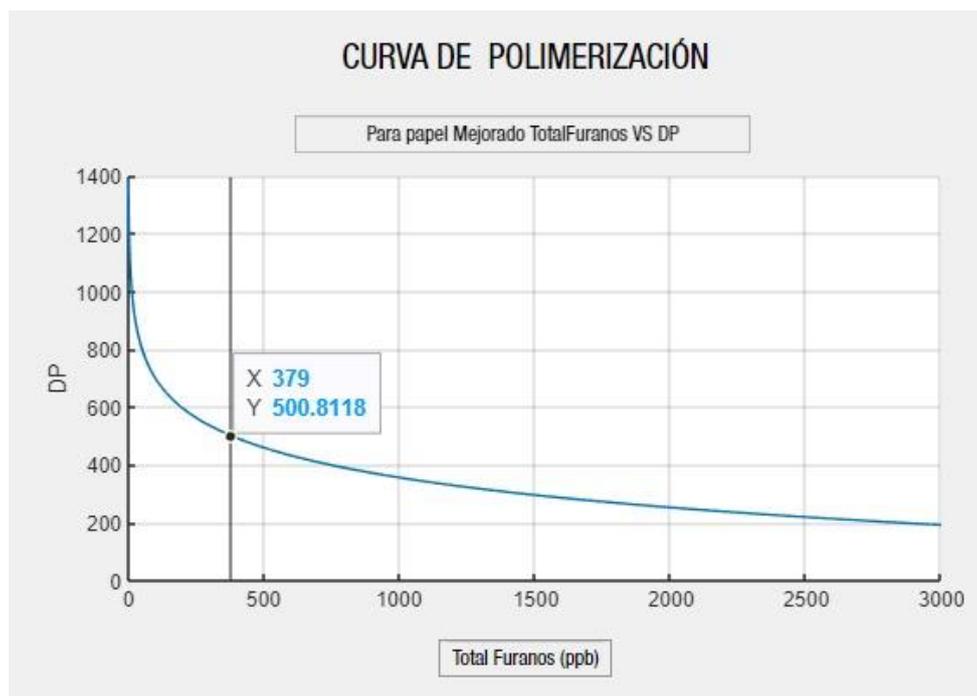
La Figura 3.8 y 3.9, muestra el grado de polimerización fijado como un punto en la curva de Yang, la cual representa el grado de polimerización del papel en función del contenido de 2 Furaldehído en el aceite.

Con un contenido de 654 ppb de 2-Furaldehído en el aceite a una temperatura de 65°C se tiene un grado de polimerización del papel de 526 (Figura 3.8) y un consumo de vida del equipo de del 30.2%. Si la temperatura del de aceite es de 25°C para un mismo contenido de ppb, se tiene un grado de polimerización del papel de 498 y un aproximado consumo de vida de 34% (Figura 3.9).

Considerar la temperatura de la muestra de aceite en la cual se analiza el contenido del 2-Furaldehído para un posterior análisis de envejecimiento del equipo, resulta relativamente importante para poder modelar de manera más confiable el envejecimiento del transformador.

Hay que entender lo siguiente: El modelo considera una vida útil de 20.5 años, es decir que si se tiene una vida consumida del 30% (6 años), la vida remanente del equipo es de aproximadamente 15 años. Esto no quiere decir que han pasado 6 años desde que entró a operar el equipo o que luego de 15 años el transformador ya consuma toda su vida útil. Como se sabe, el desgaste de vida o ratio de envejecimiento depende de cómo opere el transformador, de su temperatura interna de trabajo, y de ciertos agentes contaminantes. Si se opera en buenas condiciones tendrá un ratio de envejecimiento menor a la unidad y por lo tanto su vida útil se puede extender a 20, 25 o 40 años más. De los modelos Arrhenius y Montsinger, se puede obtener el ratio de envejecimiento del transformador, es decir estos modelos se pueden complementar con el modelo de furanos. En resumen, el modelo de Furanos a través del análisis del 2 Furaldehído puede entregar el consumo de vida y vida remanente del equipo, y por otro lado, los modelos Arrhenius y Montsinger en función de la temperatura y de la humedad, pueden dar un ratio de envejecimiento, de tal manera que se puede saber realmente a qué ritmo envejece el quipo y a partir de la vida remanente, calcular que tiempo de vida real aproximada le queda al activo.

Como segundo análisis, se tiene la curva y grado de polimerización del papel usando el modelo para para transformadores construidos en base a papel con mejoramiento térmico (Figura 3.10). La ecuación que utiliza el modelo es una variación de la ecuación propuesta por Chendong y tiene como variables de entrada el contenido total de Furanos.



**Figura 3.10 Curva y grado de polimerización del papel para un contenido de Total Furanos= 654 y T=65°C y T=25°**

La figura 3.10, muestra el grado de polimerización del papel en la curva de DP versus total de furanos. Con un contenido de 380 ppb de total de furanos se tiene un grado de polimerización de 500 y un consumo de vida del 33%. En este caso, la ecuación propuesta para este modelo no considera un factor de corrección por temperatura por lo que para la muestra 3 y 4 se tiene un mismo valor de polimerización y consumo de vida. Debido al proceso químico que sigue el papel aislante para obtener una mayor resistencia térmica, en el proceso de desgaste ya no se tiene la misma cantidad de compuestos Furánicos en el aceite, y el 2 Furaldehído en este caso ya no es un buen indicador de la degradación del papel.

Para confirmar lo antes mencionado, note que en este modelo con una cantidad total de furanos de 380 ppb se obtiene una polimerización de 500, y en el modelo anterior con una cantidad del 2 Furaldehído de 654 ppb se tuvo 526. Es evidente que el contenido de furanos en el aceite es menor para transformadores que usan papel mejorados térmicamente y la ecuación de Chendong se ajusta para considerar este fenómeno.

Para finalizar, hay que indicar que el análisis de Furanos para el modelado del envejecimiento del equipo presenta un gran inconveniente. Cuando se trata el aceite para filtrar partículas contaminantes y extraer la humedad, por lo general se pierden también los compuestos Furanos. De esta manera, si se realiza un estudio sobre un

transformador en el cual el aceite ha sido tratado o peor aún cambiado por uno nuevo, el cálculo de vida remanente no será el real. Se sugiere por tal razón investigar previamente los tratamientos dados al equipo antes de aplicar este análisis.

### 3.8 Análisis integral del caso de estudio perfil 5: Mostrando las funciones y bondades que ofrece el programa VitalTrans

Se realiza un análisis integral usando el software desarrollado, VitalTrans, en la que se analiza la información recopilada del último año de funcionamiento del equipo, y se presenta un diagnóstico completo de acuerdo con la metodología desarrollada en el presente trabajo.

Con la información del transformador completamente conocida, se procede a dar apertura al programa, para ingresar los campos iniciales tal como lo muestra la Figura 3.11.

Es importante mencionar que datos como tiempo de operación, tiempo de vida de placa son necesarios para diversos cálculos dentro del programa. Y otros datos como nombre del dispositivo, fabricante, entre otros, son relevantes para los reportes y la visualización dentro del software.

The screenshot shows the VitalTrans software interface. The left sidebar contains the following fields and options:

- Usuario: [Empty text box]
- Contraseña: [Empty text box]
- Habilitar: [Button]
- Equipo: [Transformador1]
- Código: [88ATRANS]
- Notificaciones al correo:  Activado,  Desactivado
- Correo: [rsandoya@espol.edu]

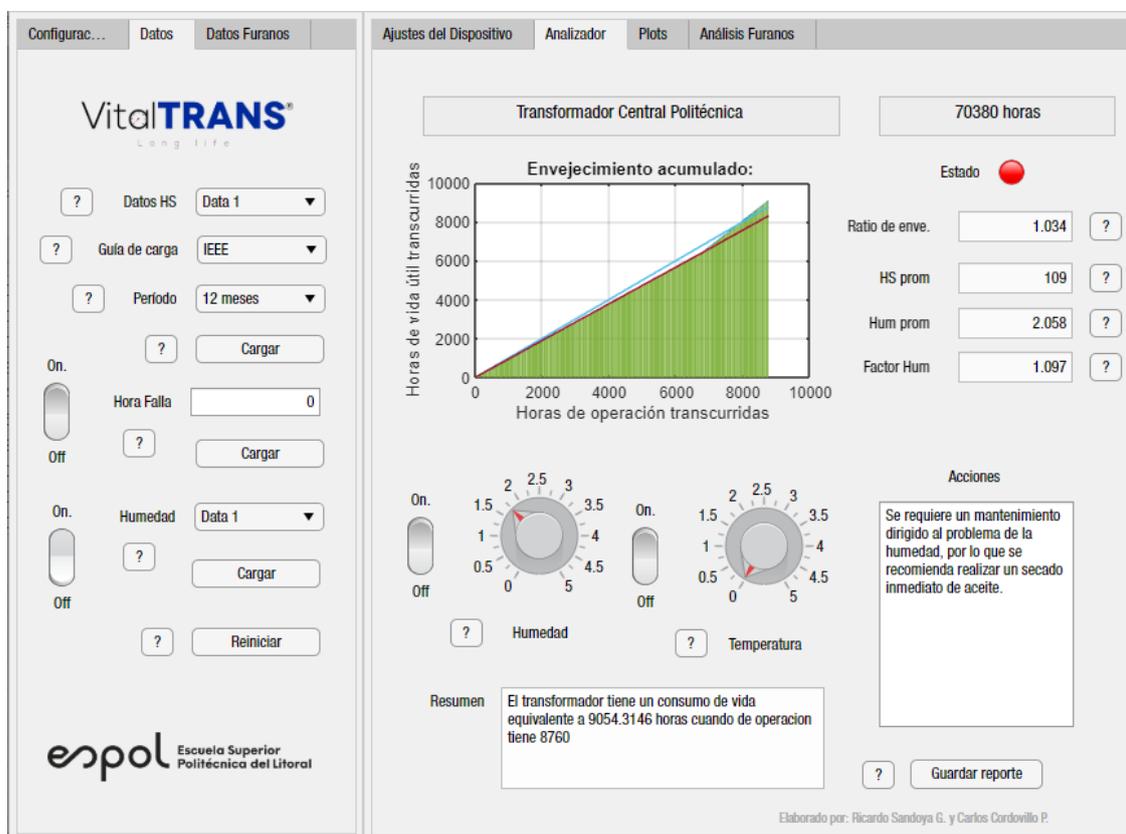
The main area is titled 'Ajustes del Dispositivo' and contains the following configuration fields:

- Dispositivo: [Transformador Central Politécnica]
- Fabricante: [ABB]
- Información adicional 1: [Empty text box]
- Información adicional 2: [Empty text box]
- Potencia (MVA): [100]
- Tiempo de operación (horas): [7.038e+04]
- Tiempo de vida placa (horas): [2.19e+05]
- Central / Subestación: Nombre: [Central Politécnica], Dirección: [Campus Central Politécnica]
- Valores nominales: Frecuencia (Hz): [60], Voltaje primario (Kv): [230], Voltaje secundario (Kv): [69]

At the bottom of the main area, there is a link for 'Más información sobre Vitaltrans: www.vitaltrans.com' and a footer note: 'Elaborado por: Ricardo Sandoya G. y Carlos Cordovillo P.'

Figura 3.11 Pantalla de inicio de VitalTrans

Los resultados del análisis considerando temperatura en el devanado más caliente y la humedad se pueden visualizar en la pestaña análisis tal como lo muestra Figura 3.12.



**Figura 3.12 Pantalla de Análisis. VitalTrans**

Como se puede ver en el cuadrante “Resumen” de la Figura 3.12, el tiempo equivalente supera al tiempo de operación normal en aproximadamente 300 horas, por lo que se puede concluir que las condiciones a las que está sometido el transformador no son las adecuadas.

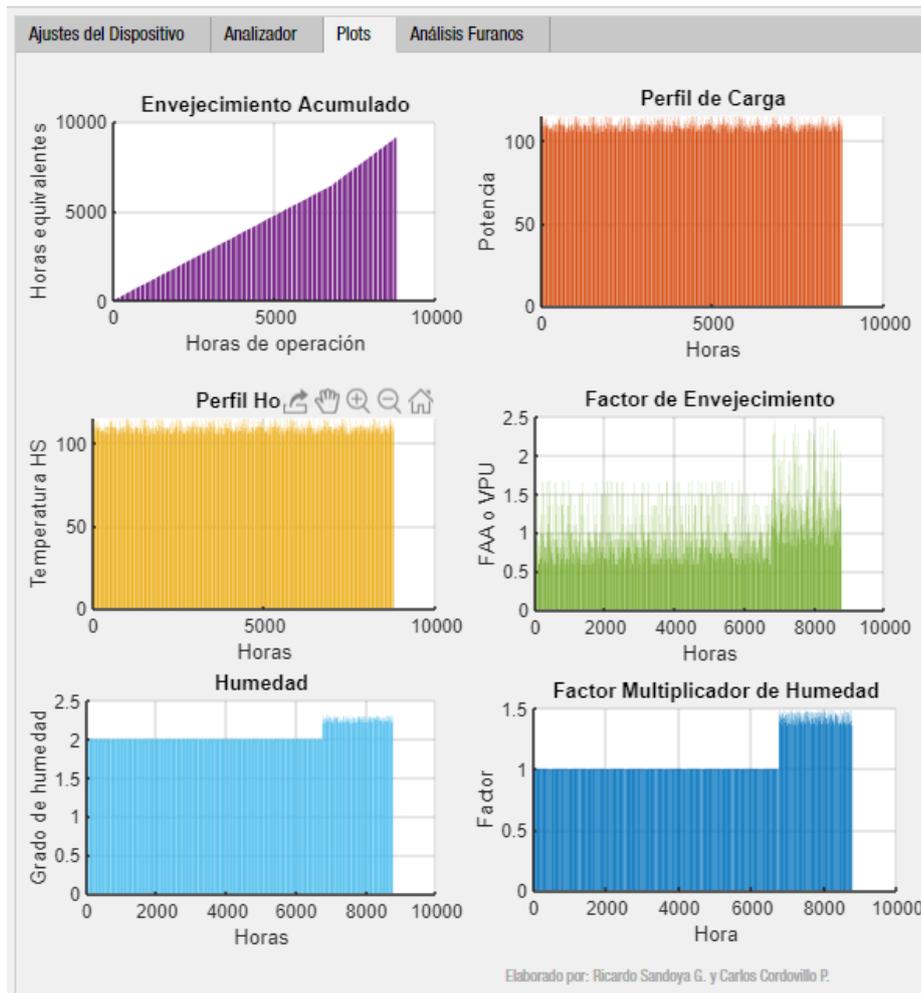
Pero hay algo aún más importante que se puede verificar en el análisis, y es que la afectación de la humedad percibida en los últimos 3 meses es la principal causante de que sobre pase la curva equivalente a la curva de operación de uno en por unidad.

Es por esto por lo que el operador del software recomienda en el cuadrante de “Acciones”, que el transformador debe ser sometido a un proceso de secado para tratar el problema de la humedad. Esto claramente, sin descartar métodos de redistribución de carga o análisis de las condiciones a las que está sometido el transformador y el mantenimiento que se le está dando.

Entre los puntos que destacar de la pestaña Análisis están:

- Indicador LED de estado del transformador, que dará como resultado rojo cuando el valor equivalente supere al valor de operación uno en por unidad y que de ser activado emite una señal que activa el envío de un correo electrónico al administrador de la central o personal interesada en la gestión del activo.
- Las dos perillas de mando de humedad y temperatura, que tienen como objetivo estimar alguna variación de estos parámetros, y como podrían afectar al equipo en un futuro.
- Íconos de ayuda para poder entender cada uno de los elementos de mando y visualización dentro de la pantalla análisis
- Indicadores resumidos del estado del transformador, como lo es el Ratio de envejecimiento que nos da un factor multiplicador entre el tiempo usado equivalente y el de operación. El HS prom que nos da la temperatura promedio del punto más caliente del devanado de toda la data analizada. La humedad promedio y el factor de envejecimiento causado por esta en el equipo. Estos valores son importantes tenerlos a simple vista para poder tomar decisiones sobre el equipo.
- El programa en esta sección da la oportunidad de guardar los datos relevantes en un reporte que puede ser revisado en diferentes periodos como una bitácora del equipo.
- También se puede escoger el análisis sin considerar la humedad en caso de no contar con esta información o si es de interés verificar el envejecimiento sin tomar en cuenta la humedad.

Además, el programa cuenta con una pestaña llamada "Plots", tal como lo muestra la Figura 3.13, en la cual se identifican las principales gráficas del análisis que dan una vista rápida del comportamiento del transformador y de los factores que afectan su envejecimiento.

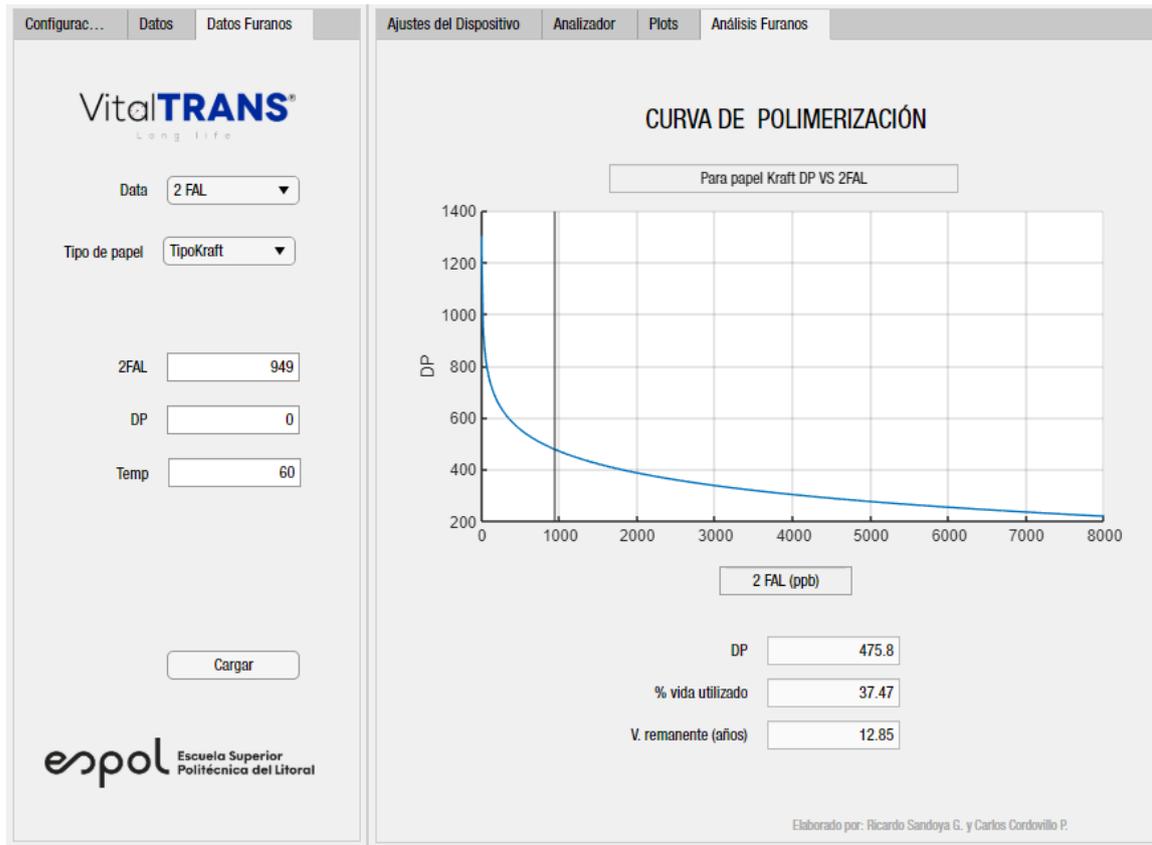


**Figura 3.13 Pestaña Plot. VitalTrans**

En la Figura 3.13, se identifica como en los últimos meses, al aumentar el porcentaje de humedad incrementa el factor de envejecimiento, causando que el tiempo equivalente sea superior al tiempo máximo permitido o uno en por unidad.

Las curvas de perfil de carga y perfil de temperatura en el devanado HS son de gran relevancia para identificar si hay problemas con la distribución de la carga, y con esto generar métodos de redistribución que logren disminuir la afectación al envejecimiento del transformador.

El análisis de Furanos complementa el análisis previamente visto, debido a que con el valor del grado de polimerización se logra tener una visión más general del estado operativo del transformador y una estimación del porcentaje de vida utilizada y remanente, este se puede visualizar en la pestaña Análisis Furanos como lo muestra la Figura 3.14



**Figura 3.14 Pestaña Curva de Polimerización del papel. VitalTrans**

Para el estudio realizado se puede concluir que el transformador tiene ya un desgaste de alrededor del 40% y su vida remanente relativa al funcionamiento uno en por unidad es de 12.85 años. Si complementamos este valor con el ratio de envejecimiento de 1.034, tenemos como resultado que si el transformador sigue sometido a características similares a la que ha venido trabajando en los últimos 12 meses, el tiempo remanente será de 12.42 años.

# CAPÍTULO 4

## 4 Conclusiones y Recomendaciones

- En primer lugar, se puede concluir que el incremento de humedad en el papel por encima del 2%, acelera el proceso de envejecimiento del mismo y consecuentemente del transformador. La cuantificación de esta afectación es propuesta por los autores del proyecto y parte del análisis de un modelo propuesto por Emsley, A.M y Stevens, en el que se asigna una curva de envejecimiento del transformador en función de la humedad y temperatura del aceite.
- Por otro lado, la cargabilidad del transformador afecta directamente la temperatura del punto más caliente del devanado, parámetro sobre el cual se basa los modelos Arrhenius y Montsinger para obtener un factor de envejecimiento del equipo. La temperatura del punto más caliente del devanado afecta directamente el papel aislante del equipo y degrada sus propiedades mecánicas y dieléctricas necesarias para una operación correcta del transformador.
- A través del análisis de los modelos Arrhenius y Montsinger, se desprende que el factor de aceleración de envejecimiento del transformador es mucho mayor para picos de temperaturas. Este análisis resulta imperante al momento de planificar una distribución de carga del transformador, ya que tener un perfil de cargabilidad que tenga horas valles y picos de temperatura, da como resultado un envejecimiento más agresivo respecto a un transformador que tenga un perfil de cargabilidad redistribuida, aun para el mismo valor promedio de carga.
- La metodología propuesta, ha integrado el aporte de afectación de la humedad en los modelos Arrhenius y Montsinger, dando lugar a un factor de aceleración de envejecimiento total de humedad y temperatura. Esta integración es complementada con el modelo de correlación de DP-Furanos. Por un lado, analizar la cantidad de compuestos Furánicos en el aceite permite conocer los años de vida remante del transformador, y por otro lado el análisis de humedad y temperatura, mediante los otros modelos, permite obtener un ratio de envejecimiento, de tal manera que se puede diagnosticar una aproximación de vida remanente más confiable del transformador.
- Por último, se concluye que la implementación de la metodología en un programa computacional, debe disponer de un análisis completo del estado de

transformador. Esto se consigue brindando al usuario herramientas como interfaces gráficas, resumen ejecutivo, y además de otras funciones para configurar alertas, de tal forma que se pueda actuar oportunamente sobre el transformador, tal como lo presenta VitalTrans.

- Se propone realizar un análisis y contraste de los distintos modelos que se tienen para diagnosticar la vida del transformadora partir del análisis de Furanos. Existen investigaciones recientes en el cual se propone un modelo que integra Furanos y ciertos gases como el CO<sub>2</sub> y CO, analizar su factibilidad y aplicabilidad en la industria resulta de gran aporte para una mejor predicción de vida del transformador

# BIBLIOGRAFÍA

- [1] I. A. METWALLY, «Failures monitoring and new trends of power transformer,» *IEEE POTENTIALS*, vol. 30, nº 3, pp. 36-43, 2011.
- [2] Álvarez, Raúl Emilio ; Pozo, Miguel;, «Mantenimiento de transformadores de potencia,» de *XII Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRE* , Foz de Iguazú, Brasil, 2007.
- [3] A. O. Quintero Nieves, *Análisis del efecto de partículas metálicas contaminantes suspendidas en el aceite aislante de transformadores de unidad*, Cuernavaca, 2009.
- [4] Saldivia, Francisco ; Acevedo, Eduar; Pérez, Rómulo;, «ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO,» de *Eleventh LACCEI Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology (LACCEI'2013)*, Cancún , 2013.
- [5] I. Margalló Gasco, *Diagnóstico del consumo de vida de un transformador a través del análisis de compuestos furánicos*, Madrid, 2012.
- [6] Lundgaard; Hansen; Linhjell; Painter;, «Aging of oil-impregnated paper in power transformers,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, nº 1, pp. 230-239, 2004.
- [7] Ram; Prasanth; Bauer; Bärthlein, «Comparative analysis of on-load tap changing (OLTC) transformer topologies,» de *2014 16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition*, Antalya, Turkey, 2014.
- [8] «IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers,» *IEEE Std C57.91-1995*, 1996.
- [9] Flores; Mombello; Giuseppe; Jardini;, «Life of Power Transformers Immerderd in Oil. State of the Art. Part 1. Correlatin between Life and Temperature,» *Latin America Transactions, IEEE*, vol. 5, pp. 50-54, 04 207.
- [10] Megger, «Humedad en transformadores de potencia,» Mexico D.F.
- [11] «Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment,» *IEEE Std C57.106-2002 (Revision of IEEE Std C57.106-1991)*, pp. 1-36, 2002.

- [12] Emsley, A. M.; Stevens, G. C.; «Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers,» *IEE Proceedings - Science, Measurement and Technology*, vol. 141, nº 5, pp. 324-334, 1994.
- [13] Wang, M.; Vandermaar, A. J.; Srivastava, K. D.; «Review of condition assessment of power transformers in service,» *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 18, nº 6, pp. 12-25, 2002.
- [14] CIGRE, *LIFE MANAGEMENT TECHNIQUES FOR POWER TRANSFORMER*, 2003.
- [15] Santana, Roberto; Martinez, Bentancourt; Rejon-Garcia; Noé, Rafael; Colorado, Sosol; Fernandez, Ricardo; «Propuesta para estimación de la condición de transformadores de potencia, La Habana, 2013.
- [16] Shroff, D. H; Stannett, A. W.; «A review of paper aging in power transformers,» *IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 132, nº 6, pp. 312-319, 1985.
- [17] Lampe, W.; Spicar, E.; «The Oxygen-Free Transformer, Reduced Aging by Continuous Degassing,» *CIGRE*, pp. 12-05, 1976.
- [18] T. Dakin, «Electrical Insulation Deterioration Treated as a Chemical Reaction Rate Phenomena,» *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 67, nº 1, pp. 113-122, 1948.
- [19] P. Sen y P. Sarunpong , «Overloading and loss-of-life assessment guidelines of oil-cooled transformers,» de No.01CH37214), *2001 Rural Electric Power Conference. Papers Presented at the 45th Annual Conference (Cat., 2001, pp. B4/1-B4/8.*
- [20] Goto, K; Tsukioka, H; Mori, E.; «Measurement of Winding Temperature of Power Transformers and Diagnosis of Aging Deterioration by Detection of CO<sub>2</sub> and CO,» *CIGRE*, nº 1, pp. 12-102, 1990.
- [21] Kim, J. ; Kim, W; Park, H.S; Kang, J.W.; «Lifetime Assessment for Oil-Paper Insulation using Thermal and Electrical Multiple Degradation,» *Journal of Electrical Engineering and Technology*, vol. 12, nº 2, pp. 840-845, 2017.
- [22] I. E. C. a. others, «Loading guide for oil-immersed power transformers,» IEC Publications, 2005.
- [23] V. Montsinger, «Loading Transformers By Temperature,» *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 49, nº 2, pp. 776-790, 1930.

- [24] «IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators,» *IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995)*, pp. 1-123, 2012.
- [25] R. Gong, J. Ruan, J. Chen, Y. Quan, J. Wang y . C. Duan, «Analysis and experiment of hot-spot temperature rise of 110 kV three-phase three-limb transformer,» *Energies*, vol. 10, nº 8, p. 1079, 2017.
- [26] M. Taghikhani y A. Gholami, «Prediction of hottest spot temperature in power transformer windings with non-directed and directed oil-forced cooling,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 31, nº 7-8, pp. 356-364, 2009.
- [27] Pradhan, MK; Ramu, TS;, «Prediction of hottest spot temperature (HST) in power and station transformers,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, nº 4, pp. 1275-1283, 2003.
- [28] V. Garijo Resino, *Determinación de las curvas de equilibrio de humedad en el sistema papel-aceite de transformadores*, 2014.
- [29] I. Hohlein y A. Kachler, «Aging of cellulose at transformer service temperatures. Part 2. Influence of moisture and temperature on degree of polymerization and formation of furanic compounds in free-breathing systems,» *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 21, nº 5, pp. 20-24, 2005.
- [30] Oommen, T.V; Prevost, T.A;, «Cellulose insulation in oil-filled power transformers: part II maintaining insulation integrity and life,» *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 22, nº 2, pp. 5-14, 2006.
- [31] Fabre, J.; Pichon, A.;; «Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil. Application Transformers,» de *International Conference on Large High Voltage Electric System (CIGRE)*, Paris, Francia, 1960.
- [32] Kaufman, R. B. ; Shimanski, E. J. ; McFaydynen, K. W;; «Gas and Moisture Equilibrium in Transformer Oil,» *Communication and Electronics*, vol. 1, nº 19, pp. 312-318, 1955.
- [33] T. Oommen, «Moisture equilibrium in paper-oil insulation systems,» de *1983 EIC 6th Electrical/Electrical Insulation Conference*, 1983, pp. 162-166.

- [34] Du, Y.; Zahn, M.; Lesieutre, B.C; Mamishev, A.V; Lindgren, S.R.; «Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems,» *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 15, nº 1, pp. 11-20, 1999.
- [35] Emsley, A.M; Stevens, G.C.;, «Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers,» *IEE Proceedings - Science, Measurement and Technology*, vol. 141, nº 5, pp. 324-334, 1994.
- [36] Emsley, A.M; Heywood, R J; Ali, M; Xiao, X.;, «Degradation of cellulosic insulation in power transformers .4. Effects of ageing on the tensile strength of paper,» *IEE Proceedings - Science, Measurement and Technology*, vol. 147, nº 6, pp. 285-290, 2000.
- [37] I. S. 62-1995, «IEEE guide for diagnostic field testing of electric power apparatus- part 1: oil filled power transformers, regulators, and reactors,» 1995.
- [38] «IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors,» *IEEE Std C57.152-2013*, vol. ..., nº ..., pp. 1-121, 2013.
- [39] Verma, P; Roy, M; Tiwari, RK; Chandra, S.;, «Generation of furanic compounds in transformer oil under accelerated thermal and electrical stress,» de *Proceedings Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing Expo, 2005.*, IEEE, 2005, pp. 112-116.
- [40] Gielniak, J; Graczkowski, A; Moranda, H; Przybyłek, Piotr; Walczak, Krzysztof; Nadolny, Zbigniew; Moscicka-Grzesiak, Hanna; Feser, Kurt; Gubanski, SM.;, «Moisture in cellulose insulation of power transformers-statistics,» *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 20, nº 3, pp. 982-987, 2013.
- [41] I. Margallo, *DIAGNÓSTICO DEL CONSUMO DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR A TRAVÉS DEL ANÁLISIS DE COMPUESTOS FURÁNICOS*, España, Madrid, 2012.
- [42] Flores, Wilfrido; Mombello, E; Ratta, G; Jardini, José.;, «Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos físico-químicos,» *IEEE Latin America Transactions*, vol. 5, nº 8, p. 591, 2007.
- [43] Yang, Lijun; Lin, Yuandi; Liao, Ruijin; Zhao, Xuetong; Sun, Weidong; Zhang, Yiyi.;, «Effects of temperature and aging on furfural partitioning in the oil-paper system of

power transformers,» *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 23, n° 3, pp. 1393-1401, 2016.

[44] A. De Pablo, *Furfural and ageing: How are they related*, IET, 1999.

[45] Pradhan, Manoj Kumar; Ramu, TS;, «On the estimation of elapsed life of oil-immersed power transformers,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, n° 3, pp. 1962-1969, 2005.

## 5 ANEXOS

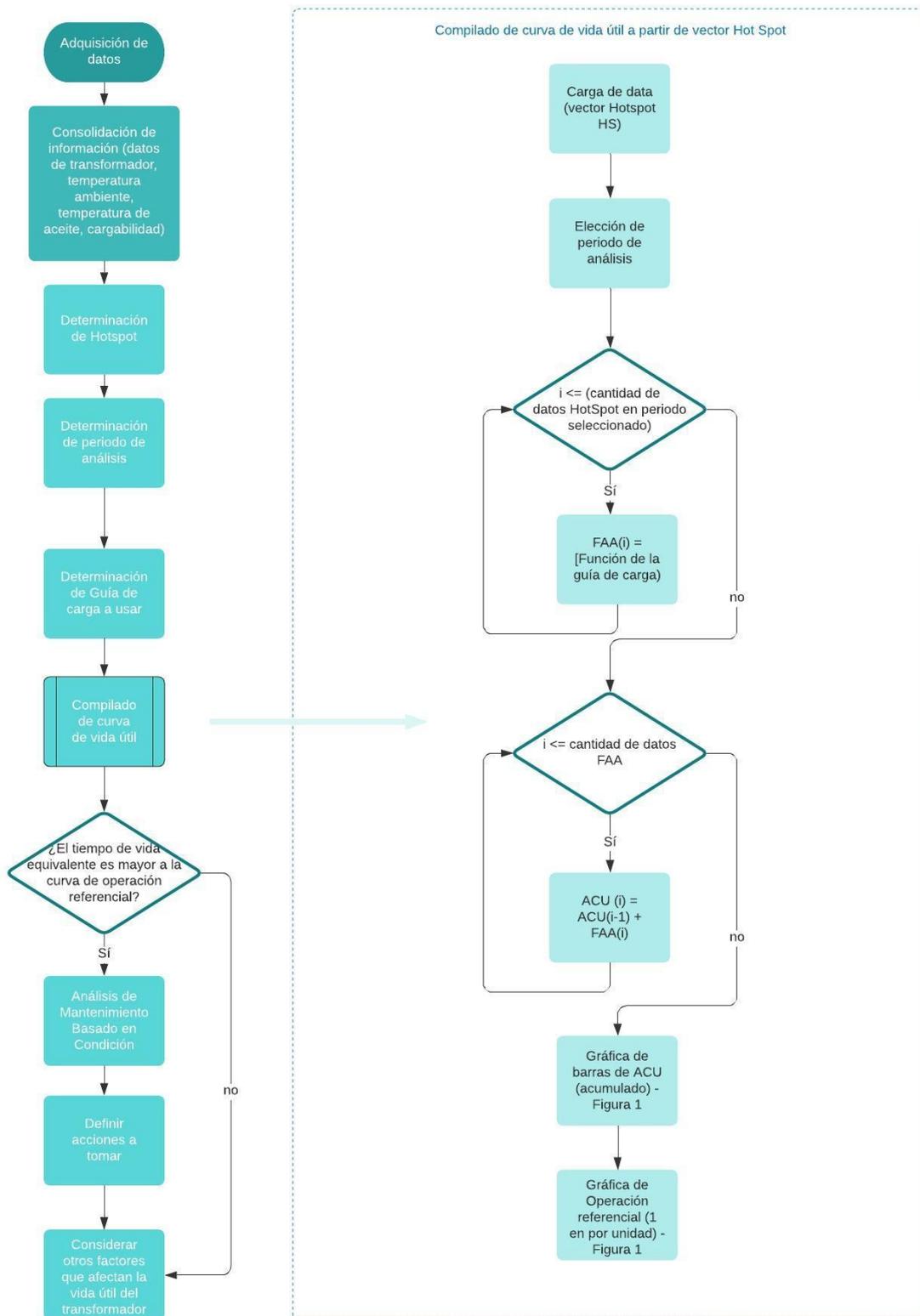


Figura 5.1 Diagrama de flujo para determinar el factor de envejecimiento por HST

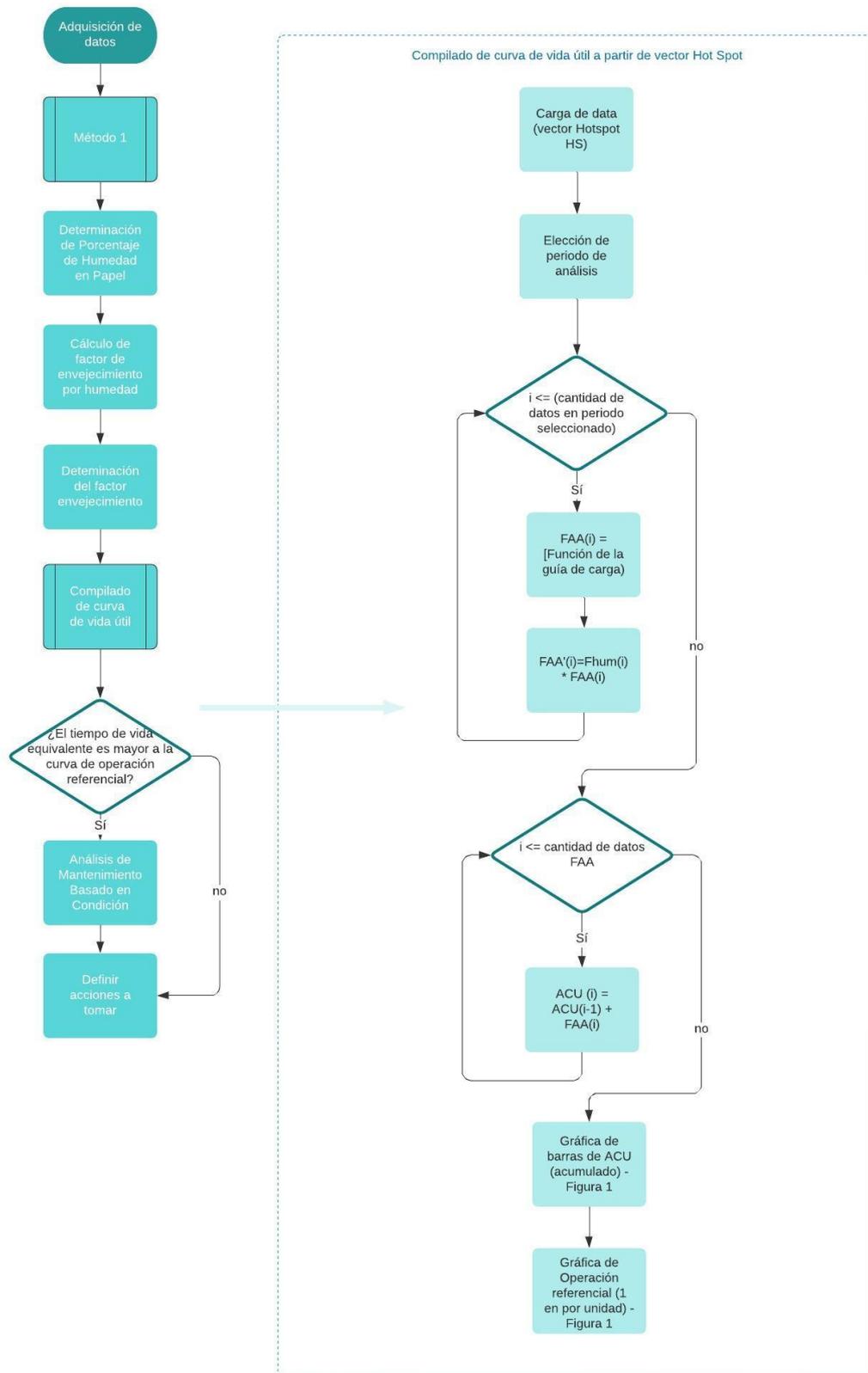


Figura 5.2 Diagrama de flujo para determinar la afectación por humedad

