



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

**“DESARROLLO DE PLAN DE MANTENIMIENTO  
BASADO EN CONDICIÓN PARA TRANSFORMADORES  
Y BATERÍAS”**

**INFORME DE MATERIA INTEGRADORA**

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

ROOSEVELT JOHAN GASPAR MACÍAS

ERICK JOSUÉ POSLIGUA MUÑOZ

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2018

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a mis padres Roosevelt y Jacqueline y mi abuela Linda, quienes fueron mi más grande apoyo a lo largo de mi vida.

A mis tíos Angie, Eddy, Orly y Letty, por sus consejos y apoyo incondicional en la lucha por lograr mis objetivos.

A mis hermanos Kayla y Kaomy, con quienes compartí los más duros momentos de mi vida, gracias por acompañarme en el camino.

A nuestros tutores Msc. Iván Endara e Ing. Héctor Plaza, por ser nuestros guías en este proyecto, y a todos los demás profesores que a lo largo de mi vida fueron el pilar de mi formación ética y profesional.

**Roosevelt Johan Gaspar Macías**

Quiero agradecer a Dios, por ser parte fundamental en este proceso de aprendizaje y darme el coraje de seguir adelante en los momentos difíciles.

A mis padres, Jhonny y Alba por los consejos, apoyo, alegrías, coraje y amor incondicional.

A nuestro tutor Msc. Iván Endara por resolver muchas dudas durante todo el proceso de la materia integradora, su conocimiento y amabilidad.

**Erick Josué Posligua Muñoz**

## DEDICATORIA

Dedico este proyecto a mi madre Jacqueline Macías, mi padre Roosevelt Gaspar, y mi abuela Linda Ordóñez, por todo el cariño, consejos y apoyo incondicional brindado a lo largo de la trayectoria de mi vida, siempre serán la inspiración de mis metas a cumplir.

**Roosevelt Johan Gaspar Macías**

El presente proyecto lo dedico a Dios por guiarme por el camino difícil, mis padres Jhonny Posligua y Alba Muñoz por ser pilares de mi vida, por darme la herencia más importante de la vida, el estudio. Mi abuelita Heroína Ruiz, aunque ya no esté conmigo es mi ejemplo de vida y a mi mascota (mono-ardilla), que, aunque no esté conmigo siempre me acompaño desde pequeño.

**Erick Josué Posligua Muñoz**

## TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

.....  
**MSc. Iván Endara Vélez**

PROFESOR EVALUADOR

.....  
**Ing. Héctor Plaza Vélez**

PROFESOR EVALUADOR

## DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y 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"

---

**Roosevelt Johan Gaspar Macías**

---

**Erick Josué Posligua Muñoz**

## RESUMEN

Los equipos de una subestación, como todo en equipo en general, están diseñados para cumplir una función determinada durante un tiempo específico estimado, otorgado por el fabricante. Sin embargo, dichos equipos están sometidos a fallas, factores y/o condiciones que afectan su tiempo de vida útil, disminuyéndolo desde valores pequeños y constantes hasta valores que provocan pérdidas drásticas en su tiempo de funcionalidad. El enfoque del proyecto será el estudio del comportamiento de la reducción de pérdida de vida útil, mediante un análisis técnico sobre las diferentes condiciones que afectan la vida de los transformadores y baterías en una subestación eléctrica en general.

El objetivo del presente trabajo es analizar las principales condiciones que afectan a los transformadores y las baterías de una subestación, mediante la obtención de un plan de mantenimiento que será propuesto una vez encontrada la relación existente entre el tiempo de vida útil de los equipos mencionados y las condiciones analizadas, relación que será determinada a través de ecuaciones que integren dichas condiciones importantes.

En el primer capítulo se detallan conceptos básicos necesarios para entender el análisis elaborado, dichos conceptos están ligados con el estudio realizado a lo largo del proyecto por lo que será necesario dar gran importancia a su significado, además se especifican los efectos negativos en las baterías y transformadores producto de condiciones en las que se encuentran.

En el segundo capítulo se expone la metodología utilizada para el análisis del comportamiento de la vida útil de los equipos, mediante la recopilación de información necesaria, tales como curvas, constantes y ecuaciones que permitan establecer la relación entre el tiempo de vida útil y las condiciones más importantes a las que están sometidas los equipos, es decir, las condiciones que más contribuyen al pronto envejecimiento del equipo.

En el tercer capítulo se presentan las ecuaciones obtenidas en el análisis del material investigado, y sus ejemplos de aplicación que involucran las variables (condiciones)

más importantes previamente mencionadas, y así determinar para qué casos será necesario realizar un mantenimiento al equipo con el fin de obtener un porcentaje de envejecimiento dentro de un rango nominal.

Se observa que las condiciones más drásticas a las que están sometidas las baterías y transformadores de una subestación son la temperatura como condición en común, profundidad de descarga para baterías; cargabilidad y compuestos furanos para transformadores.

## ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO .....	ii
DEDICATORIA .....	iii
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN .....	iv
DECLARACIÓN EXPRESA .....	v
RESUMEN .....	vi
ÍNDICE GENERAL.....	viii
CAPÍTULO 1 .....	10
1. GENERALIDADES Y PRINCIPIOS TEÓRICOS. ....	10
<b>1.1 Justificación</b> .....	10
<b>1.2 Alcance</b> .....	11
<b>1.3 Objetivos</b> .....	11
<b>1.3.1 Objetivo General</b> .....	11
<b>1.3.2 Objetivos Específicos</b> .....	12
<b>1.4 Marco Teórico</b> .....	12
<b>1.5 Mantenimiento</b> .....	13
<b>1.5.1 Tipos de mantenimiento.</b> .....	14
<b>1.6 Conceptos generales.</b> .....	15
<b>1.7 Subestación eléctrica</b> .....	16
<b>1.8 Fallas</b> .....	17
<b>1.9 Vida útil de un equipo</b> .....	19
<b>1.10 Baterías.</b> .....	20
CAPÍTULO 2.....	22
2. PROCEDIMIENTO Y METODOLOGÍA .....	22
<b>2.1 Baterías de Plomo-Ácido</b> .....	22
<b>2.2.1 Mantenimiento en las baterías de Plomo-Ácido</b> .....	22
<b>2.2.2 Vida útil de las baterías Plomo-Ácido</b> .....	24
<b>2.3 Baterías de Níquel-Cadmio</b> .....	25

2.3.1	<b>Ventajas operacionales de las baterías Níquel-Cadmio</b>	
		26
2.3.2	<b>Mantenimiento en las baterías de Níquel-Cadmio</b>	27
2.3.3	<b>Vida útil de las baterías Níquel-Cadmio</b>	28
2.4	<b>Transformador</b>	32
2.4.1	<b>Constante de tiempo del aceite</b>	33
2.4.2	<b>Punto más caliente del devanado</b>	34
2.4.3	<b>Análisis de la metodología de humedad interna en el transformador</b>	40
2.4.4	<b>Análisis de compuesto furánico del transformador de potencia</b>	42
CAPÍTULO 3		51
3.	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	51
3.1	<b>Porcentaje de degradación de vida útil de las baterías Plomo-Ácido</b>	51
3.2	<b>Determinación de la pérdida de vida útil de una batería de Plomo-Ácido para una subestación en la ciudad de Guayaquil para en el año 2017</b>	52
3.3	<b>Determinación de la pérdida de vida útil de una batería de Plomo-Ácido instalada en una subestación en la ciudad de Guayaquil para el período 2006-2017</b>	53
3.4	<b>Determinación de la ecuación para estimar el tiempo de vida útil de las baterías de Níquel-Cadmio</b>	57
3.5	<b>Aplicación de la ecuación para estimar el tiempo de vida útil de las baterías de Níquel-Cadmio</b>	60
3.6	<b>Análisis de la condición Cargabilidad y temperatura</b>	63
3.7	<b>Análisis de la condición Compuestos Furanos</b>	67
3.8	<b>Determinación de la vida útil de un transformador</b>	70
BIBLIOGRAFÍA		77
ANEXOS		79

# CAPÍTULO 1

## 1. GENERALIDADES Y PRINCIPIOS TEÓRICOS.

### 1.1 Justificación

Una subestación eléctrica es una parte esencial de los sistemas de generación, transmisión y distribución, por esta razón, es necesario garantizar altos niveles de confiabilidad evitando el desgaste prematuro y posibles interrupciones en su funcionamiento; estos problemas podrían generar tiempos de inoperatividad y riesgos en la seguridad industrial, repercutiendo en los costos de operación.

Los equipos de una subestación eléctrica sufren afectaciones que son atribuidas a una serie de factores y condiciones bajo las que están sometidos, y producto del desgaste del material del que están elaborados. Estos desgastes se derivan de la interacción del elemento con los factores y condiciones mencionadas, o simplemente llegado el equipo a su fin de vida útil, resultado de las propiedades físicas de sus componentes.

El mantenimiento basado en la condición buscará monitorear y analizar una serie de factores con el fin de determinar el comportamiento con base en ecuaciones que permitan obtener el tiempo de vida del equipo analizado y definir en qué casos y en qué momento un elemento de la subestación eléctrica deberá ser intervenido, con el fin de disminuir su porcentaje de deterioro anual y extender su tiempo de vida útil. Esta intervención estará orientada bajo un marco de referencia del cual se estudian los posibles casos en que el equipo se puede encontrar y si amerita un mantenimiento, una reparación o una sustitución del mismo.

Este plan no elimina los costos generados cuando se realice el mantenimiento, reparación y en caso de ser requerida la sustitución parcial o completa del elemento evaluado, pero evitará posibles fallos que provoquen severos daños a los equipos, que obligaría a la empresa o persona a cargo de la subestación, realizar un mantenimiento correctivo pudiendo llegar a necesitar un reemplazo total del elemento, generando cuantiosas pérdidas económicas.

## **1.2 Alcance**

El presente proyecto tiene como fin el elaborar un plan de mantenimiento evaluando las condiciones de transformadores y baterías de una subestación eléctrica en busca de un incremento en los valores de confiabilidad del sistema, la prolongación de la vida útil y reducción de pérdidas económicas.

Para lograr este objetivo estableceremos los parámetros y factores que permitan evaluar el estado de los equipos, estas son las condiciones de cargabilidad, temperatura, sobrecorrientes, sobretensiones, etc., para la determinación de ecuaciones que rigen el ritmo de envejecimiento de los equipos y su funcionamiento.

Se planea además, especificar las mediciones necesarias y observaciones a efectuarse para obtener los parámetros y factores presentes en el entorno del equipo dentro de la subestación eléctrica, que son necesarios para el diseño de un marco de referencia que determine los casos en que será necesario la aplicación de un mantenimiento, reparación, reposición de los componentes del elemento principal o su completa sustitución.

Finalmente, se expondrán los beneficios que generaría la aplicación del mantenimiento basado en la condición, en contraste con los diferentes mantenimientos comunes que se aplican en las subestaciones eléctricas; así como los problemas a evitar producto de los fallos en los elementos principales en el ámbito operativo y económico.

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo General**

Desarrollar un plan de mantenimiento mediante el monitoreo y análisis de características y condiciones en las que se encuentran los elementos principales de una subestación eléctrica, para la prolongación de la vida útil y la reducción de los costos de funcionamiento.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

- Encontrar las ecuaciones que describan las curvas de envejecimiento para los transformadores y baterías de una subestación eléctrica.
- Diseñar un marco de referencia que permita la selección de los casos en donde sea necesario el mantenimiento, reparación o sustitución del elemento principal.
- Determinar las consecuencias técnicas y económicas en caso de fallas producidas en los elementos principales de una subestación eléctrica.
- Determinar los beneficios técnicos y económicos producto del mantenimiento realizado a los elementos principales de una subestación eléctrica.

## 1.4 Marco Teórico

El presente proyecto integrador tiene como idea central el mantenimiento en una subestación eléctrica, el cual posee gran importancia debido a los problemas que presentan los equipos cuando no son probados, evaluados, reparados o sustituidos periódicamente; sin embargo, pese a que existen diferentes tipos de mantenimientos que difieren en sus tiempos de ejecución y formas de efectuarlos, nos enfocaremos en el mantenimiento basado en la condición.

Es importante realizar una adecuada gestión de mantenimiento, considerando que los componentes de los sistemas eléctricos de potencia son de mayor costo respecto a otros equipos, y el servicio debe garantizarse de forma continua.

En las subestaciones, las técnicas de mantenimiento deben ser desarrolladas para reducir los tiempos de intervención sobre cada equipo, con el único fin de obtener la menor indisponibilidad del servicio y reducir los costos producidos por fallas.

Cualquier falla del transformador de potencia, pararrayos, disyuntores y elementos principales en una subestación, ocasionaría la paralización total de

dicha subestación. Es por esto que se debe elaborar un plan de mantenimiento con base en las condiciones en que se encuentran los transformadores y baterías de una subestación.

Es necesario establecer ciertos conceptos que permitan la orientación y comprensión del proyecto a desarrollarse, los mismos que se establecen a continuación.

### **1.5 Mantenimiento**

Se define como mantenimiento a la acción que tiene como objetivo preservar o restaurar un objeto, con el fin de que pueda garantizar el correcto funcionamiento para el que fue diseñado y elaborado. Por temas económicos se busca minimizar la ejecución de un mantenimiento, ya sea disminuyendo su periodicidad o cambiando la forma en que se efectúa. Los enfoques principales en un mantenimiento son:

- Prevenir y/o corregir averías;
- Cuantificar y/o evaluar el estado de un equipo;
- Minimizar los costes de su implementación.

Para llevar a cabo un mantenimiento adecuado es imprescindible la actuación en los inicios del proyecto, esto es, en las especificaciones técnicas de los equipos (normas, tolerancias, planos y demás documentación técnica que aporte el fabricante) y posteriormente su recepción, instalación y puesta en marcha. Dichas actividades permiten establecer y documentar un estado de referencia para su posterior comparación.

El mantenimiento tiene como misiones:

- La vigilancia permanente o periódica;
- Las acciones preventivas;
- Las acciones correctivas (reparaciones);
- El reemplazo del equipo.

Y como objetivos: [1].

- Aumentar la disponibilidad de los equipos hasta el nivel preciso;
- Reducir los costos al mínimo compatible con el nivel de disponibilidad del usuario;
- Mejorar la fiabilidad de máquinas, instalaciones y sistemas;
- Asistencia al departamento de ingeniería en los nuevos proyectos para facilitar la mantenibilidad de las nuevas instalaciones.

### 1.5.1 Tipos de mantenimiento.

Los tipos de mantenimiento se presentan en la figura 1.1.

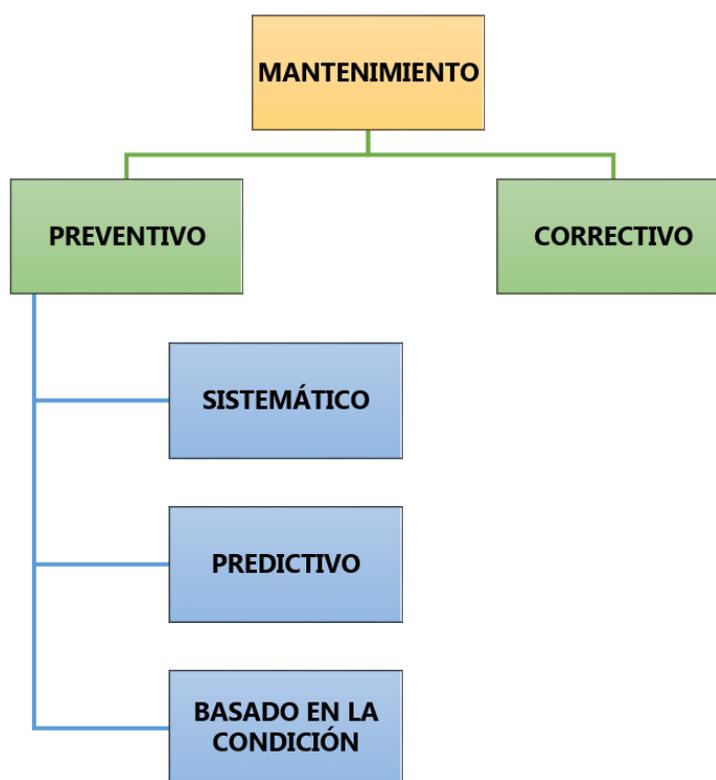


Figura 1.1: Tipos de mantenimiento.

- **Mantenimiento correctivo.**

Se define al mantenimiento correctivo como el tipo de mantenimiento que se realiza una vez que el equipo estuvo bajo la acción de una falla o mal funcionamiento, causando un daño que requiere una reparación o sustitución del mismo.

- **Mantenimiento preventivo sistemático.**

Es el mantenimiento que se efectúa a intervalos regulares de tiempo, sujeto un programa establecido con base en las características y criticidad de cada equipo.

- **Mantenimiento preventivo predictivo.**

Se realiza a través de estimaciones y un conjunto de técnicas de predicción con la finalidad de realizar el mantenimiento antes de la aparición de la falla en el equipo.

- **Mantenimiento preventivo basado en la condición.**

El mantenimiento basado en la condición o según su condición, es un plan o estrategia cuyo fin es extender la vida útil de las máquinas y reducir los costos de operación periódicos-sistemáticos; mediante la evaluación del estado de los elementos, al considerar su entorno operativo, las temperaturas y la aplicación que tienen, otorgando un mejor control sobre el estado del equipo.

## 1.6 Conceptos generales.

Revisión: Se refiere a un estado físico del equipo que se realiza con el fin de detectar daños, anomalías y/o deficiencias.

Equipo crítico: Son equipos cuya falla provoca graves consecuencias en la operación del sistema, como son seguridad, producción, costos, entre otras.

Equipo no crítico: Se denomina al equipo en el cual en caso de existir una falla no tendrá serias consecuencias sobre el sistema.

**Criterio de datos del fabricante:** Permite la obtención de información sobre límites de vida esperados, tiempos de realización de pruebas y mantenimiento en función del servicio del equipo.

**Criterio de límites permisibles:** Se basa en establecer valores que indican cuando el equipo se acerca a una condición límite y que representa un peligro al funcionamiento del equipo, de manera que permita identificar si una reparación o reposición es necesaria.

**Confiabilidad:** Es la probabilidad de que un componente o sistema pueda cumplir su función en las condiciones operativas especificadas durante un intervalo de tiempo dado [2].

## **1.7 Subestación eléctrica**

Una subestación eléctrica se define como el conjunto de máquinas, aparatos, y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente) y de proveer un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema [3].

Las subestaciones eléctricas contienen un gran número de componentes, ya sea eléctricos o mecánicos. Cada uno de estos elementos tiene una función específica dentro del sistema eléctrico de potencia.

Los equipos principales de una subestación eléctrica son:

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

Las subestaciones se pueden denominar de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, en tres grupos:

- Subestaciones transformadoras tensión;
- Subestaciones de maniobra;
- Subestaciones mixtas (mezcla de las anteriores).

De acuerdo con la potencia y tensión que manejan las subestaciones, éstas se pueden agrupar en: [4].

- Subestaciones de transmisión. Arriba de 230 kV.
- Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 y 115 kV.
- Subestaciones de distribución primaria. Entre 23 y 115 kV.
- Subestaciones de distribución secundaria. Abajo de 23 kV.

## 1.8 Fallas

Las fallas pueden ser clasificadas como:

**Fallas catastróficas**, que contemplan las fallas repentinas y completas, tales como la ruptura de un componente mecánico o un cortocircuito en un sistema eléctrico. Es difícil observar la degradación de los equipos y por tanto no es posible establecer procedimientos preventivos.

**Fallas por cambios en parámetros**, fenómenos tales como:

- Desgaste mecánico;
- Fricción;
- Aumentos en la resistencia de componentes eléctricos o electrónicos; la degradación es gradual y puede ser observada directa o indirectamente.

### **Fallas primarias**

Son el resultado de una deficiencia de un componente, cuando esta ocurre en condiciones de operación dentro de rango nominal.

### **Fallas secundarias**

Son el resultado de causas secundarias en condiciones no nominales de operación; cabe notar que la ocurrencia de causas secundarias no siempre conlleva a que una falla secundaria ocurra.

Las condiciones que causan fallas secundarias:

- Temperaturas anormales.
- Sobrepresión.
- Sobrecarga.
- Velocidad.
- Vibraciones.
- Corriente.
- Contaminación.
- Corrosión.

### **Clasificación de fallas secundarias**

**Fallas con causa común**, se generan cuando la falla secundaria induce fallas en más de un componente, esto puede ser por factores externos como: terremotos, inundaciones, explosiones, etc., o puede ser provocada por mal funcionamiento en sistemas o componentes ajenos que también pueden afectar a nuestro equipo.

**Fallas propagadas**, ocurren cuando el mal funcionamiento de un componente del equipo provoca fallas en los demás componentes; dicha falla puede ser considerada como una falla con causa común.

**Fallas por error humano**, causadas por errores del personal en labores de operación, mantenimiento e inspección. Los errores humanos durante la etapa de diseño, instalación y construcción del equipo también deben ser consideradas como fallas por error humano, mas no como fallas primarias, y en el caso de que la falla generada provoque la falla de más componentes se habla además de una falla de causa común.

### 1.9 Vida útil de un equipo

Se define como el tiempo estimado o duración que tiene un determinado equipo en el cual cumple correctamente la función para la cual fue diseñado.

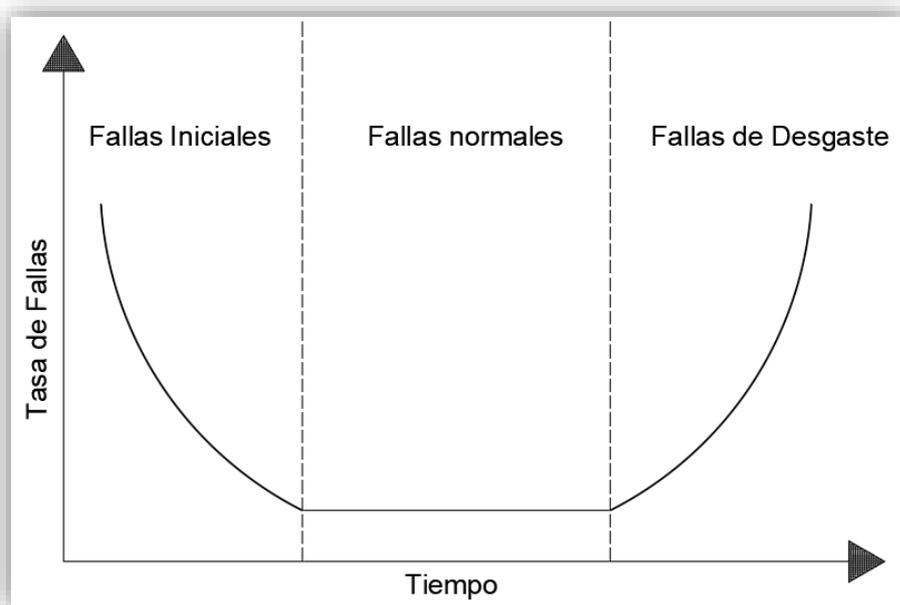
De acuerdo a la tasa de fallas, la vida de un equipo se puede dividir en tres etapas:

**Etapa temprana (fallas iniciales):** caracterizada por una tasa de falla que decrece en el tiempo, puede ser causada por defectos de fábrica;

**Etapa madura (fallas normales):** Caracterizada por una tasa de fallas constantes;

**Ancianidad (fallas de desgaste):** Caracterizada por una tasa creciente de fallas, producto del tiempo y desgaste sufridos en los componentes del equipo [5].

En la figura 1.2 se presenta la curva de vida útil de un equipo cualquiera, en la que se aprecia el comportamiento de las fallas con relación al tiempo.



**Figura 1.2: Curva de vida útil de un equipo.**

### 1.10 Baterías.

Las baterías pueden definirse como un dispositivo capaz de almacenar energía eléctrica para su uso posterior. Los bancos de baterías son de vital importancia para una subestación, ya que son la fuente de alimentación de corriente directa permanente para los sistemas de protección, control, señalización y operación de equipo de desconexión automática; estos aseguran que los equipos críticos dentro de la subestación siempre estén encendidos.

Las baterías actúan como fuentes de corriente continua (CC) en las aplicaciones estacionarias, las baterías están en carga flotante, es decir, conectadas permanentemente a una fuente de corriente continua para asegurar que disponen de toda su capacidad en el momento que se precisa.

Las aplicaciones estacionarias se caracterizan por ser instalaciones o equipos fijos, es decir, no están destinadas a cambiarse de sitio habitualmente. Así, su explotación se caracteriza por unas condiciones de trabajo bien conocidas y normalmente cíclicas, y en ciertos casos sometidos a fallas. Si se trata de instalaciones, éstas tienen frecuentemente unas dimensiones y potencias considerables, pero también puede tratarse de equipos como los sistemas de alimentación ininterrumpida, siendo nuestro caso de estudio, con un rango de potencias desde unos pocos W hasta MW. Este tipo de actividades tienen que estar operativos las 24 horas del día los 7 días de las semanas todos los días del año. Aquí las baterías adquieren especial importancia porque son la fuente de energía de los sistemas de reserva o emergencia de estas aplicaciones, por lo que requieren una alta fiabilidad de suministro eléctrico.

Las baterías se prueban y evalúan para asegurar que nuestros equipos se encuentren debidamente respaldados en caso de una interrupción del servicio, para ello se evalúa la capacidad y condiciones actuales, su tiempo de reemplazo, mejora y prolongación de su vida útil.

Debido a sus componentes y mecanismos químicos complejos pueden presentar fallas en sus diversos componentes tales como: rejillas, material activo, terminales, vaso, tapa, etc.

Estas baterías de reserva tienen un sin número de aplicaciones, pero en las subestaciones se instalan por dos razones:

- -Protección y respaldo de los equipos críticos durante un corte de su alimentación AC.
- -Protección de flujos de ingresos derivados de la pérdida del servicio.

### **Tipos de Baterías**

El tipo de batería utilizada en subestaciones a pesar de que cumplen la misma función para la cual están diseñadas las baterías que usualmente conocemos y son parte de nuestra vida cotidiana, difieren en sus especificaciones y características técnicas que hacen que el tiempo de vida útil se extienda por varios años debido a que alimentan equipos críticos.

Pese a que existen diferentes tipos de baterías, tres de ellas son comúnmente usadas en subestaciones:

- Baterías de plomo-ácido inundado.
- Baterías de plomo ácido regulado por válvula (VRLA).
- Baterías de níquel-cadmio.

## CAPÍTULO 2

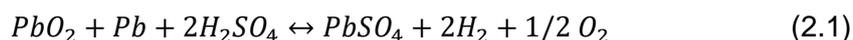
### 2. PROCEDIMIENTO Y METODOLOGÍA

El presente proyecto integrador tiene como área de análisis al transformador de potencia y las baterías presentes en el cuarto eléctrico de una subestación que otorgan respaldo al sistema en caso de que las fuentes primarias de energía no funcionen o no se encuentren disponibles.

Se analizará el comportamiento del desgaste de los equipos mencionados que dependen de condiciones en las que se encuentran, mediante la determinación de las ecuaciones que nos permitan obtener un tiempo de vida útil estimado con dependencia en los factores y condiciones previamente mencionados.

#### 2.1 Baterías de Plomo-Ácido

Para una batería de tipo plomo-ácido la reacción química básica en su electrolito de ácido sulfúrico se expresa en la ecuación 2.1, donde el sulfato del ácido es parte de la reacción.



El ácido se reduce durante la descarga y se regenera durante la recarga.

Una batería tiene placas positivas y negativas alternadas y separadas por goma micro porosa en las de plomo-ácido inundado o plástico en las, la compresión del “sándwich” placa-goma-placa se extiende para mantener un buen contacto entre ellas. Además, hay una válvula de alivio de la presión (PRV) que se auto-resella para ventilar los gases en caso de sobrepresión [6].

##### 2.2.1 Mantenimiento en las baterías de Plomo-Ácido

El mantenimiento adecuado prolongará la vida de la batería y ayudará en la satisfacción de cumplimiento de funciones de su diseño. Un programa de mantenimiento apropiado a la batería extenderá su duración,

prevendrá fallas evitables, y reducirá la probabilidad de disminución de su tiempo de reemplazo.

Las puestas en práctica de procedimientos periódicos de inspección proveen al usuario de la información suficiente para determinar la condición operativa de la batería. Las frecuencias de las inspecciones deben basarse en la naturaleza del uso y condiciones en donde se encuentren las baterías.

Las mediciones deberán ser tomadas conforme las instrucciones del fabricante y condiciones normales. Estas inspecciones y medidas se realizan en períodos mensuales, trimestrales y anuales como lo sugiere el estándar IEEE 450 2002 y se detallan a continuación [7].

#### **Inspecciones mensuales**

- a) Voltaje flotante moderado en los terminales de batería.
- b) El aspecto general y la limpieza de la batería, además del gabinete y área en donde se localiza la batería.
- c) Corriente de salida del cargador y el voltaje.
- d) Niveles de electrolito.
- e) Grietas en las celdas o evidencias de fuga en el electrolito.
- f) Cualquier prueba de corrosión en terminales, conectores, estantes, gabinetes.
- g) Temperatura ambiente y ventilación.
- h) Celdas piloto, voltaje y temperatura de electrolito.
- i) Corriente de carga flotante en la batería.
- j) Aterrizamientos indebidos (tierras) en las baterías.
- k) Sistemas de monitoreo de las baterías estén operativos.

#### **Inspecciones trimestrales**

Al menos una vez durante cuatro trimestres, la inspección mensual a realizarse debe ser aumentada añadiendo las siguientes verificaciones:

- a) Voltaje de cada celda.

- b) Gravedad específica del 10% en las celdas de la batería si la corriente de carga flotante no es usada para monitorear el estado de carga.
- c) Temperatura del electrolito del 10 % o más de las celdas de la batería.

### **Inspecciones anuales**

Al menos una vez cada año, la inspección trimestral debería ser aumentada, comprobando y registrando lo siguiente:

- a) Gravedad específica y temperatura de cada celda.
- b) Condición de celda. Esto implica una revisión visual más detallada por cada celda que la realizada mensualmente.
- c) La integridad estructural de la batería y su gabinete.

### **2.2.2 Vida útil de las baterías Plomo-Ácido**

La vida normalmente es limitada por la placa positiva al ser esta la menos eficiente. Un exceso de plomo en la placa negativa y en el ácido sulfúrico presente en la mayor parte de las celdas del electrolito es diseñado para mantener la acidez apropiada y extender su vida útil.

Con descargas continuas, la resistencia interna de la celda aumenta y el voltaje de la celda cae a valores inutilizables.

Es poco usual la permanencia de la batería en un mismo valor de temperatura a lo largo del año entero. Por lo tanto, podemos observar en la ecuación 2.2, que se integran variaciones anuales calculando los meses de envejecimiento debido a temperaturas elevadas contra los meses de vida en operación con temperaturas entre 25°C y 77°F. Determinando el número de intervalos para ser evaluados, se considerará la desviación máxima en la temperatura al momento de la medición. Los intervalos deberían ser seleccionados donde la desviación máxima dentro del intervalo no exceda los 3°C, debido a que el empleo de intervalos con variaciones más grandes de temperaturas causará una predicción menos exacta del tiempo de vida de la batería [7].

$$L_{tc} = \frac{M}{\frac{[1 \text{ x mos @ } T_1]}{\% \text{ Life}} + \frac{[1 \text{ x mos @ } T_2]}{\% \text{ Life}} + \dots + \frac{[1 \text{ x mos @ } T_n]}{\% \text{ Life}}} \quad (2.2)$$

Donde:

$L_{tc}$ : Años de vida útil estimados de la batería debido a su temperatura de operación.

% Life: Porcentaje de degradación de vida útil en función de su temperatura. Ver valor en la figura 2.1.

mos @  $T_n$ : Número de meses a temperatura  $T_n$ .

$M$ : Expectativa normal de vida de la batería en meses.

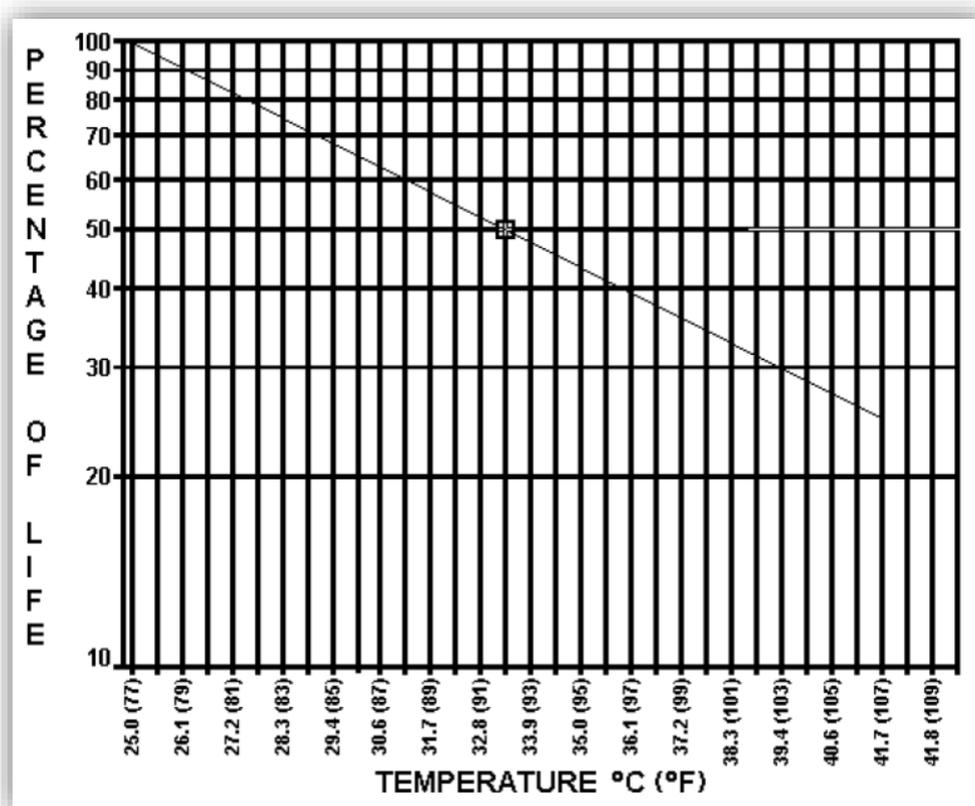
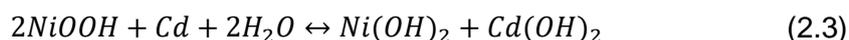


Figura 2.1: Curva de degradación térmica para el envejecimiento de baterías de plomo-ácido [7].

### 2.3 Baterías de Níquel-Cadmio

La química de níquel-cadmio es similar a la de plomo-ácido, en cuanto a que hay dos metales distintos en un electrolito.

La reacción básica en un electrolito alcalino de hidróxido potásico se muestra a continuación en la ecuación 2.3:



Sin embargo, en las baterías de níquel-cadmio el hidróxido potásico (KOH) no entra en la reacción, como lo hace el ácido sulfúrico en las baterías de plomo-ácido. La construcción es similar a las de plomo-ácido en cuanto a que hay placas positivas y negativas alternadas sumergidas en un electrolito [6].

Estas baterías son elementos capaces de almacenar energía eléctrica. La tensión media entre bornes del elemento es de 1,2 Voltios y su capacidad se expresa en Amperios-h (A.h) o miliamperios-hora (mAh) que es el producto de la intensidad de la corriente continua suministrada por la batería por el tiempo que dura la descarga hasta el agotamiento de la misma [6].

### 2.3.1 Ventajas operacionales de las baterías Níquel-Cadmio

- Operan en un rango más amplio de temperatura que las baterías de Plomo-Ácido convencionales.
- Posee una estructura completamente sellada, con lo que se previene la fuga de electrolito al no poseer ventilación.
- Larga vida útil de almacenamiento y servicio, pueden ser almacenadas por largos períodos de tiempo y poseer condiciones de descarga total sin presentar graves deterioros.
- En una batería de plomo ácido, las transferencias de materiales de un electrodo al otro y los materiales activos son consumidas durante la operación y el almacenamiento, lo que no sucede en las baterías de níquel cadmio.
- Capacidad de soportar sobrecarga y sobredescargas. No se necesita protección contra descargas profundas porque los metales son inertes en el electrolito.
- Bajo valor de resistencia interna y voltaje de descarga constante [9].

### 2.3.2 Mantenimiento en las baterías de Níquel-Cadmio

La IEEE 1106 “Prácticas recomendadas para mantenimiento, prueba y reemplazo de baterías de níquel-cadmio ventiladas para aplicaciones estacionarias” resume el mantenimiento en:

Inspecciones, por lo menos una vez cada cuatro meses incluyen voltaje de flotación de terminal de batería, apariencia, voltaje y corriente de salida del cargador, temperatura del electrolito de la celda piloto; y dos veces al año se deben realizar inspecciones generales y mediciones del voltaje de cada celda.

Pruebas de capacidad (pruebas de descargas), deberán efectuarse en los primeros dos años de servicio, luego a intervalos de 5 años hasta que se presenten signos de pérdida excesiva de capacidad y anualmente a pérdida excesiva de capacidad [8].

Adicionalmente se sugieren varios consejos para el mantenimiento de las baterías:

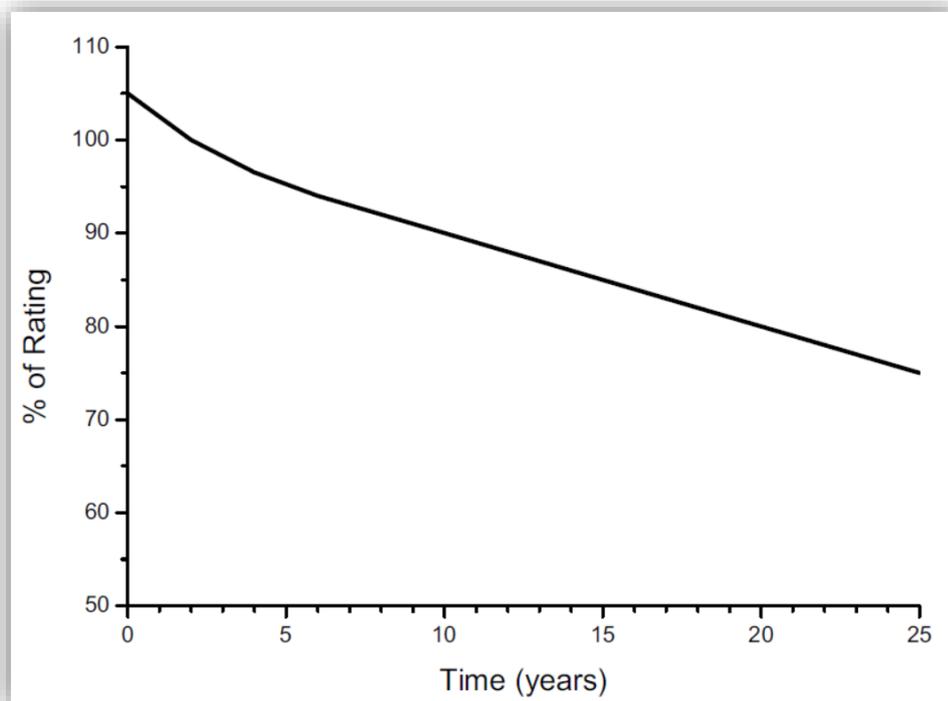
- Evitar las temperaturas elevadas en todo momento.
- No soldar sobre los electrodos, a menos que se dispongan de terminales de soldadura.
- Evitar cortocircuitos y sobre intensidades en la descarga.
- Evitar sobredescargas a intensidades superiores a la nominal.
- Evitar la carga a baja temperatura.
- Controlar la carga por el tiempo, no por la tensión en bornes de la batería.
- Si se deben cargar baterías conectarlas en serie, nunca en paralelo. Si el cargador no puede suministrar la tensión necesaria, cargarlos individualmente.
- Generalmente las baterías salen de fábrica descargadas. Antes del primer uso deben cargarse 14 horas a intensidad nominal.
- Si el plan de trabajo de la batería incluye la carga sistemática a baja intensidad, debe incluirse una carga a intensidad nominal con periodicidad mensual o bimensual.

- El Cadmio es un metal tóxico, y el electrolito de las baterías es corrosivo.
- Nunca deben abrirse o echar al fuego las baterías de Ni-Cd, ni manipular o usar una batería deteriorada [10].

### **2.3.3 Vida útil de las baterías Níquel-Cadmio**

La repetición de ciclos de carga y descarga destruyen progresivamente la estructura interna de la batería de forma que su vida útil queda limitada aproximadamente a 500-1000 ciclos de carga y descarga completa. Se considera que una batería ha alcanzado el final de su vida útil cuando su capacidad real desciende al 80% de la nominal. La vida útil puede alargarse si la batería no se descarga nunca por debajo del 50% y se evitan las sobredescargas. En cualquier caso, la vida útil dependerá de las condiciones de uso.

La Figura 2.2 muestra la degradación típica para una batería de Níquel-Cadmio a condiciones nominales de temperatura entre 20°C a 25°C, con una degradación bastante lineal de aproximadamente sobre el 1% de pérdida de capacidad por año, condición que no indica ningún requerimiento para la sustitución de la batería.

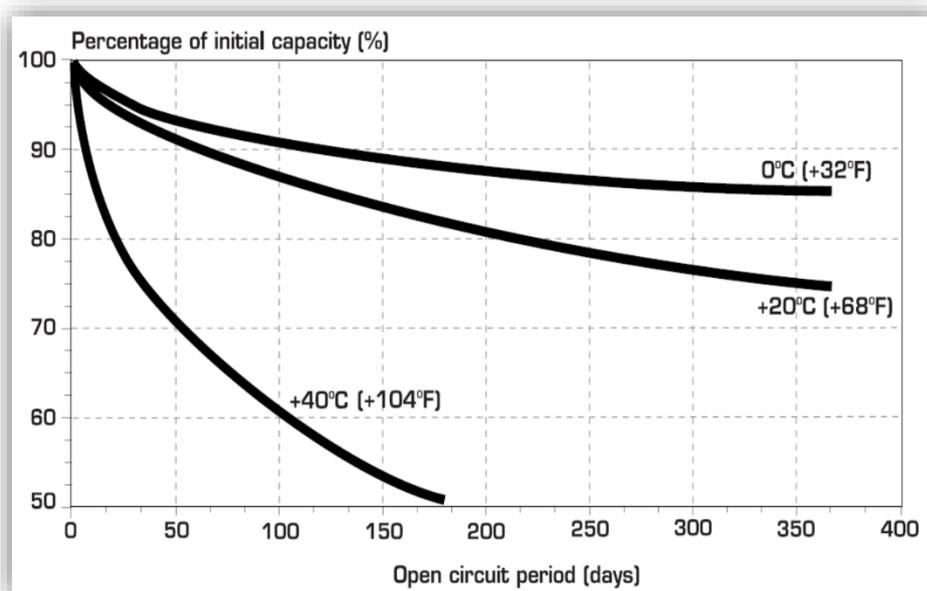


**Figura 2.2: Curva de pérdida de capacidad a temperatura nominal (20°C - 25°C) en baterías níquel-cadmio [8].**

El estado de carga de los bloques de celdas en circuito abierto disminuye debido a su resistencia interna que produce una autodescarga en la batería. En la práctica este decrecimiento es relativamente rápido durante las dos primeras semanas, pero se estabiliza alrededor del 2% por mes a una temperatura de 20°C a 25°C.

Las características de autodescarga de las celdas de níquel-cadmio son afectadas por la temperatura. A bajas temperaturas, la retención de carga es mejor que a temperatura normal (nominal), esto es, las pérdidas por circuito abierto son reducidas. De igual manera la autodescarga se incrementa significativamente a temperaturas más altas.

En la Figura 2.3 se muestran las diferentes curvas de pérdidas de capacidad por autodescarga (circuito abierto) para tres rangos de temperatura en función de su tiempo de almacenamiento.



**Figura 2.3: Curvas de pérdidas de capacidad por autodescarga en las baterías de níquel-cadmio.**

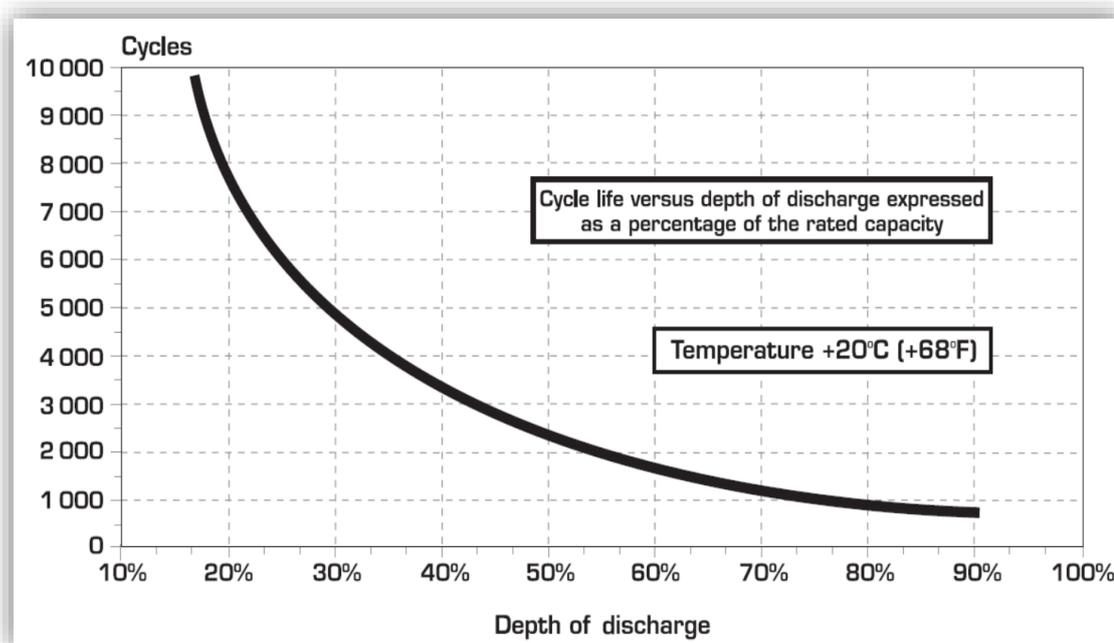
### Ciclo de vida y profundidad de descarga

La batería está diseñada para realizar varios ciclos de carga y descarga en condiciones estacionarias. Esta condición puede variar debido a la profundidad de descarga de hasta el 100%, así como y el número de ciclos que se pueda efectuar dicho proceso.

Mientras a menor profundidad de descarga sea sometida la batería, la cantidad de ciclos carga-descarga que se podrán efectuar estará en el orden de los miles de ciclos, por el contrario, cuando la profundidad de descarga es mayor, el orden se reduce a los cientos de ciclos.

En la Figura 2.4 se muestran los valores típicos del efecto de la profundidad de descarga en el ciclo de vida de la batería, la cantidad y

profundidad de descarga en los ciclos tienen una importante consecuencia en la estimación del tiempo de vida útil.

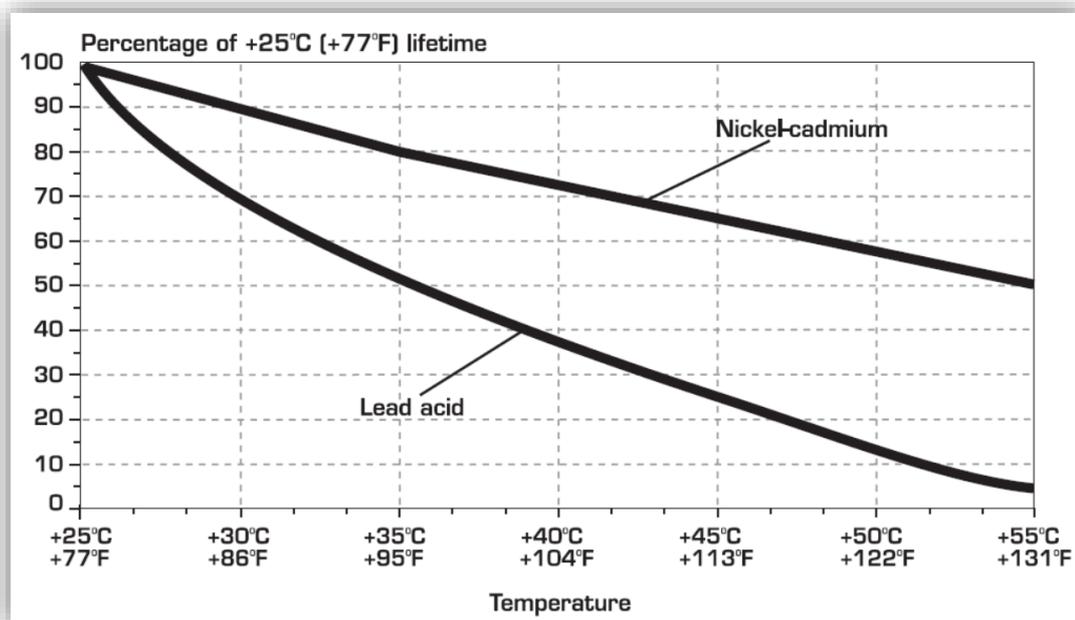


**Figura 2.4: Efecto de la profundidad de descarga en la vida útil en las baterías de níquel-cadmio.**

#### **Efecto de la temperatura en vida útil**

Las baterías de níquel-cadmio están diseñadas para un período de vida útil de varios años, pero como en todo sistema de baterías, el incremento de temperatura reduce la expectativa de vida. La reducción del período de vida debido al incremento de temperatura es mucho menor en las baterías de níquel-cadmio que en las baterías de plomo-ácido.

La respuesta de reducción del período de vida útil presenta una mejor respuesta para una batería de níquel-cadmio en comparación con las baterías de plomo-ácido como se muestra en la figura 2.5.



**Figura 2.5: Efecto de la temperatura en la vida útil en las baterías de níquel-cadmio y plomo-ácido.**

En términos generales, para un incremento de 10°C sobre el valor de temperatura en operación normal de 25°C, la reducción en el tiempo de vida útil para una batería de níquel-cadmio será de 20% a diferencia de una batería de plomo-ácido cuya reducción representará el 50%.

#### 2.4 Transformador.

El envejecimiento de los transformadores de potencia se recoge en las guías de carga del IEEE, en especial la ANSI-C57.91.2011. La duración de vida del aislamiento del transformador se describe, por la degradación térmica del papel aislante que se encuentra ubicado entre el devanado del transformador.

Las características mecánicas del papel son factores que nos ayuda para el cálculo de la vida final del papel aislante. La degradación del papel son causantes de falla del transformador, y estos pueden ser algunos factores:

- El papel se vuelve frágil, puede romperse
- El agua degrada el papel reduciendo su rigidez eléctrica

- Carbonización local del papel puede incrementar su conductividad, dando origen a sobrecalentamiento y fallas en el conductor.

#### 2.4.1 Constante de tiempo del aceite.

La capacidad térmica viene dada por la ecuación 2.4 para los modos de enfriamiento ONAN y ONAF.

$$C = 0.1323 * P_{NB} + 0.0882 * P_T + 0.3513 * V_A \quad (2.4)$$

Donde:

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

$P_T$ : Peso del tanque y accesorios en kilogramos.

$V_A$ : Litros de aceite.

La fórmula se basa en el aumento de temperatura promedio de la masa agrupada, se utilizó 2/3 del peso del tanque y el 86% del calor específico; para el cálculo de la constante de tiempo del aceite. [1]

El tiempo que se demora la temperatura del aceite cambie de su valor inicial al valor final se denomina constante de tiempo. Para el cálculo de la constante de tiempo, se examina el peso de aquellas partes que están en contactos con el aceite caliente. La constante de tiempo de aceite superior en kVA nominal está dada por la ecuación 2.5:

$$\tau_{TOR} = \frac{C * \Delta\theta_{TO,R}}{P_{T,R}} \quad (2.5)$$

Donde:

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

$P_{T,R}$ : Pérdidas totales a carga nominal, W.

$\Delta\theta_{TO,R}$ : Diferencia entre la temperatura en el punto superior del aceite la temperatura ambiente a carga nominal, °C.

$\tau_{TOR}$ : Constante de tiempo para la carga nominal.

La eficiencia puede ayudar para aproximar las pérdidas de los transformadores, mediante la ecuación 2.6:

$$\eta = \left( \frac{P_{SALIDA}}{P_{ENTRADA}} \right) * 100 \quad (2.6)$$

Con la norma Nema Standards Publication TP1-2002 de eficiencia energética, obtenemos valores de eficiencia para valores de capacidades de transformadores. En la Tabla 1 se detalla lo mencionado.

<b>Three-Phase.</b>	
<b>kVA</b>	<b>Eficiencia. (%)</b>
<b>15</b>	97.90%
<b>30</b>	98.25%
<b>45</b>	98.39%
<b>75</b>	98.60%
<b>112.5</b>	98.74%
<b>150</b>	98.81%
<b>225</b>	98.95%
<b>300</b>	99.02%
<b>500</b>	99.09%
<b>750</b>	99.16%
<b>1000</b>	99.23%

**Tabla 1: Eficiencia de los transformadores con su capacidad. [3]**

#### **2.4.2 Punto más caliente del devanado.**

El punto más caliente del devanado, permite la distribución de temperatura en todo el bobinado y los valores de temperatura en los puntos característicos. Cuando los transformadores entran en operación, desde ese momento, se produce una transferencia de calor, desde el interior hacia el exterior. El punto más caliente en el devanado es una de las temperaturas que aparecen entre las diferentes temperaturas que interactúan entre sí.

El punto más caliente al gradiente de la superficie del aceite a plena carga se determina a partir de las pruebas en fábrica. La Figura 2.6 relaciona la

cargabilidad y la temperatura superior de aceite para diferentes tipos de refrigeración, se toma la referencia, carga de 1 p.u. (plena).

Ecuación de la elevación final de temperatura en la parte superior del aceite para una carga K:

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} * \left[ \frac{(K_i^2 * R) + 1}{R + 1} \right]^n \quad (2.7)$$

$$\theta_{TO,R} = \theta_{ACEITE} - \theta_{AMBIENTE} \quad (2.8)$$

$$K_i = \sqrt{\frac{(Ca_{n-1})^2 + (Ca_{n-2})^2 + (Ca_{n-3})^2 + (Ca_{n-4})^2 + (Ca_{n-5})^2 + (Ca_{n-6})^2}{6}} \quad (2.9)$$

Donde:

$\Delta\theta_{TO,U}$ : Valor final de la diferencia entre la temperatura superior del aceite y la temperatura ambiente para variaciones de carga L, °C.

$\Delta\theta_{TO,R}$ : diferencia entre la temperatura en el punto superior del aceite y la temperatura ambiente a carga nominal.

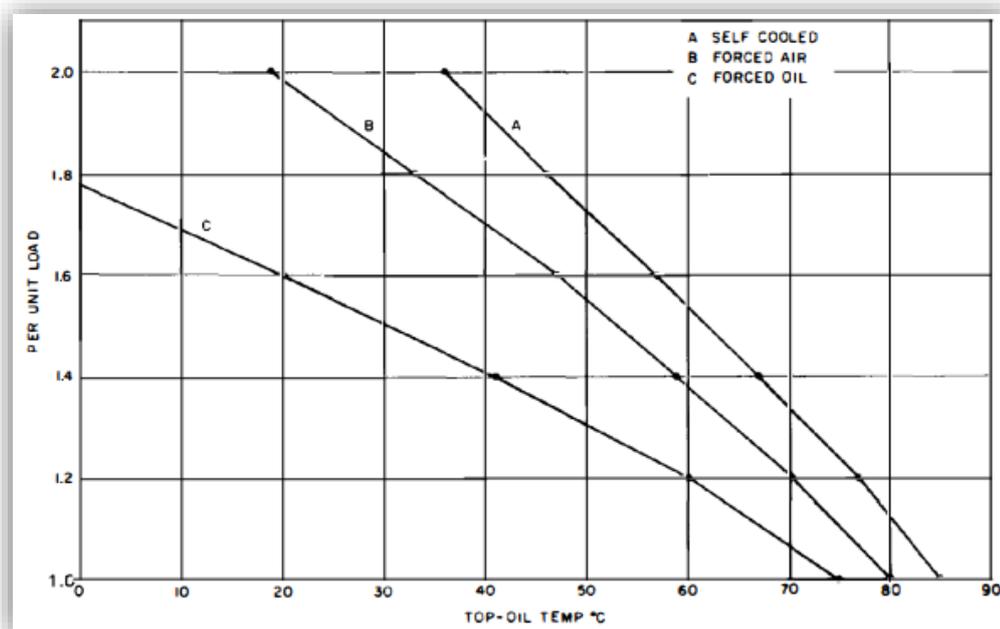
R: Razón de pérdidas a plena carga sobre las perdidas en el vacío. Ver tabla 15

Ki: Precarga inicial en p.u.

Ca: factor de pérdidas de potencia vs elevación de la temperatura del aceite.

n: perdida de potencia frente al aumento de la temperatura.

Diferencia entre la temperatura en el punto superior del aceite y la temperatura ambiente a carga nominal. La Figura 2.6 relaciona la cargabilidad y la temperatura superior del aceite para diferentes tipos de refrigeración tomando como referencia la carga 1 p.u.



**Figura 2.6: Relación de Cargabilidad vs temperatura top-oil °. [2].**

Precarga inicial en p.u., se debe iniciar por un punto, se refiere a los valores anteriores a la carga. En dicho estudio el valor inicial es a la cero horas, la precarga iniciara en el valor anterior a las ceros horas. Esta variable se la reemplaza en la ecuación de la elevación final de temperatura en la parte superior del aceite para una carga  $K_i$  mostrada en la ecuación (2.9), para dar como resultado, la siguiente ecuación (2.10): La diferencia entre temperatura superior del aceite sobre la temperatura del ambiente para variaciones de carga.

$$\Delta\theta_{To} = \Delta\theta_{To,U} \left( 1 - e^{-\frac{t}{\tau_{To,R}}} \right) + \Delta\theta_{To,i} * e^{-\frac{t}{\tau_{To,R}}} \quad (2.10)$$

Donde:

t: Intervalo de tiempo para variaciones de carga, h.

$\Delta\theta_{To}$ : Diferencia entre la temperatura superior del aceite y la temperatura ambiente, °C.

$\Delta\theta_{To,U}$ : Valor final de la diferencia entre la temperatura superior del aceite y la temperatura ambiente para variaciones de carga L, °C.

$\Delta\theta_{TO,i}$ : Valor final de la diferencia entre la temperatura superior del aceite y la temperatura ambiente a  $t=0$ , °C.

$\tau_{TO,R}$ : Contante de tiempo térmico del aceite a carga nominal, h.

Reemplazando la ecuación (2.7) en la ecuación (2.10), obtenemos la ecuación (211).

$$\Delta\theta_{TO} = \Delta\theta_{TO,R} * \left[ \frac{(K_i^2 * R) + 1}{R + 1} \right]^n * \left( 1 - e^{-\frac{t}{\tau_{TO,R}}} \right) + \Delta\theta_{TO,i} * e^{-\frac{t}{\tau_{TO,R}}} \quad (2.11)$$

Recordando que el valor de  $K_i$  es la carga puntual en p.u. a la hora establecida y no la precarga inicial.

Este estudio se realizara con temperatura promedio del devanado a 65° C. según la norma ANSI/IEEE C57.92-1981, el valor de constante de tiempo térmica del aceite  $\tau_{TO,R}$  para los transformadores con aislamiento OA será 3 horas, como se muestra en la tabla.

	Effective Cooling Mode.				
	OA, OR, OW	FA 133% or Less	FA** Over 133%	Non-Directed FOA or FOW	Directed FOA or FOW
Hottest-spot conductor temperature rise (above ambient) ° C	80	80	80	80	80
Top oil temperature rise (above ambient) ° C	55	50	45	45	45
Top-oil time constant, (h).	3.0	2.0	1.25	1.25	1.25
Hottest-spot conductor time constant, (h).	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Ratio of load to iron losses.	3.2	4.5	6.5	6.5	6.5
*m (winding exponent).	0.8	0.8	0.8	0.8	1.0
*n (oil exponent).	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0

Tabla 2: Valores recomendados para constante de tiempo térmica por la IEEE.

[2]

La siguiente ecuación es la diferencia entre el punto más caliente del bobinado y la temperatura superior del aceite para variaciones de carga:

$$\Delta\theta_H = \Delta\theta_{HS,R} * K^{2m} \quad (2.12)$$

$$\Delta\theta_{HS,R} = \Delta\theta_{HOTSPOTdevanado} - \theta_{TOPOIL} \quad (2.13)$$

Donde:

k: La carga en p.u. en un tiempo específico (no la precarga).

m: Constante utilizada para calcular la variación de  $\Delta\theta_{TO}$  para diferentes cambios de carga. Tabla 2.

$\Delta\theta_{HS,R}$ : Diferencia entre el punto más caliente del devanado y la temperatura en el nivel superior del aceite a carga nominal, °C.

Diferencia entre el punto más caliente del devanado y la temperatura en el nivel superior del aceite a carga nominal, depende de las condiciones de enfriamiento del transformador, según la norma ANSI/IEEE C57.92-1981, las cuales son:

- Auto refrigerado: 25° C
- Aire forzado (ONAF): 30° C
- Aceite Forzado y Aire Forzado (FOA): 35° C

Analizando se obtiene un método iterativo, la siguiente hora establecida el  $\Delta\theta_{TO,U}=\Delta\theta_{TO,i}$ . La diferencia es que la variable K toma el valor puntual de la carga para esa hora establecida, y no el valor de la precarga inicial K, para calcular  $\Delta\theta_H$ .

Cuando por lo menos se ha llegado a dos iteraciones de  $\Delta\theta_{TO}$  para disminuir el error, se calcula el punto caliente máximo del devanado para cada variación de carga en el tiempo con la ecuación:

$$\theta_H = \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_H + \theta_A \quad (2.14)$$

Donde:

$\theta_H$ : Temperatura del punto más caliente del bobinado en la carga puntual.

$\Delta\theta_{TO}$ : Diferencia de temperatura de TOP-OIL vs temperatura ambiente de la segunda iteración.

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

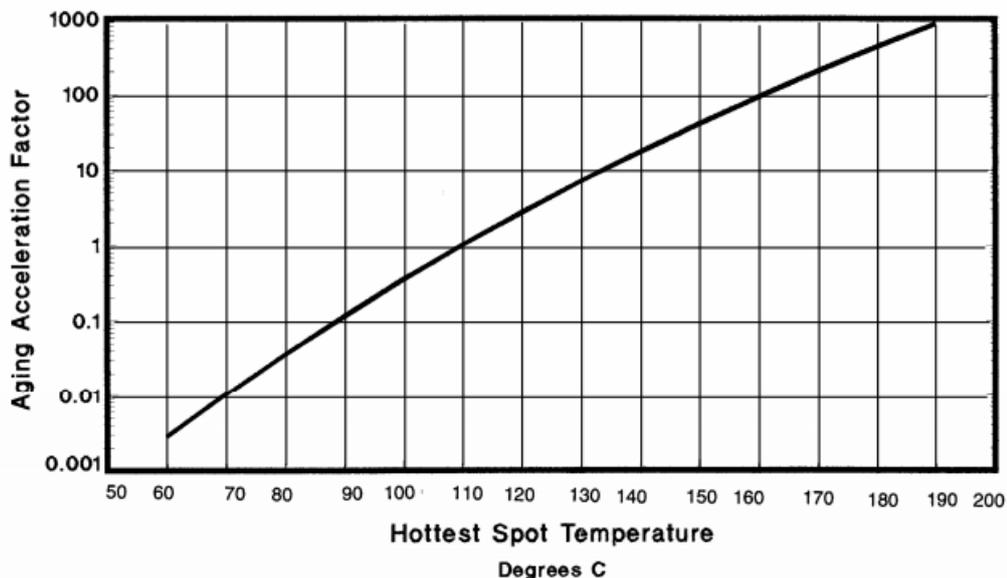
$\theta_A$ : Temperatura ambiente.

Finalizando, conociendo la variable de la temperatura del punto más caliente del devanado  $\theta_H$ , el factor de envejecimiento FAA, se lo calcula con la siguiente ecuación:

$$F_{AA} = e^{\left[ \frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_H + 273} \right]} \quad (2.15)$$

La Figura 2.7 nos muestra una curva que relaciona la temperatura del punto más caliente con el factor de envejecimiento, de acuerdo a la formula anterior. Los transformadores trabajan a operación nominal durante toda su vida útil, 1 p.u., en dicha curva se observa que la temperatura del punto más caliente del devanado es 110° C. Estos datos son referenciados por la norma ANSI/IEEE C57.91-2011 y estimula que la vida útil del transformador es 180000 horas o 20,55 años.

Analizando que pasa cuando la temperatura sobrepasa los 110° C, afectaría gravemente al transformador haciendo que su vida útil sea menor a lo establecido, en cambio si la temperatura es menor a 110° C la vida útil del transformador será mayor al tiempo establecido, según sea las condiciones del transformador.



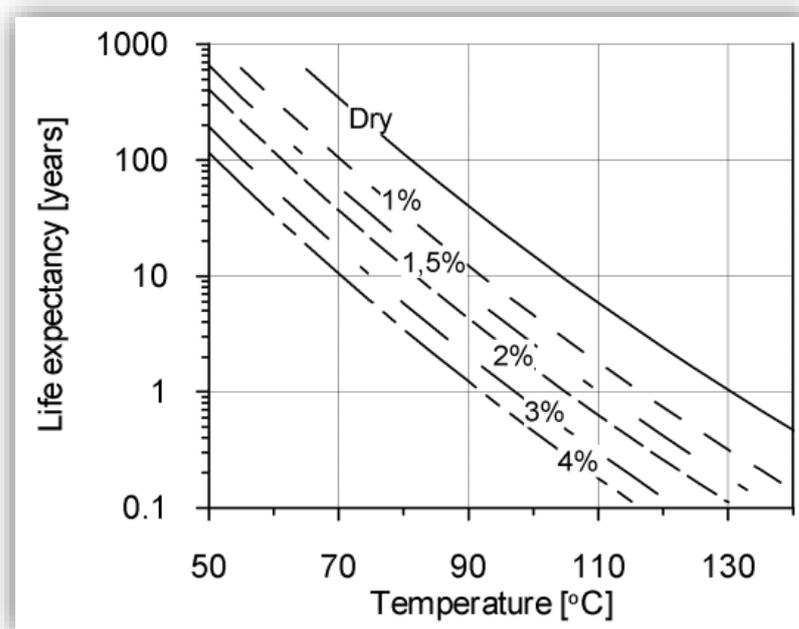
**Figura 2.7: temperatura del punto más caliente del devanado vs factor de envejecimiento del transformador. [1]**

#### 2.4.3 Análisis de la metodología de humedad interna en el transformador.

La humedad es otro factor que determina la reducción de la vida útil en un transformador, este factor afecta el nivel de aislamiento del papel, exponiendo al transformador a fallas. En la siguiente ecuación se calculará el tiempo estimado de vida en años para el papel aislante.

$$Expectativa\ de\ vida = \frac{1}{\frac{DP_{FINAL}}{A} - \frac{1}{DP_{INICIO}}} * e^{\left(\frac{13350}{T+273}\right)} [Horas] \quad (2.16)$$

La Figura 2.8 muestra las curvas de vida esperada para el aislamiento sólido y su dependencia de la humedad a diferentes porcentajes de humedad.



**Figura 2.8: Vida esperada para el aislamiento sólido y su dependencia de la humedad. [4].**

La ecuación anterior la invertimos para obtener el factor de envejecimiento del papel aislante dando así la siguiente ecuación:

$$FAA. = \left( \frac{1}{DP_{FINAL}} - \frac{1}{DP_{INICIO}} \right) * A * e^{\left( \frac{-13350}{T+273} \right)} \quad (2.17)$$

Donde:

$DP_{FINAL}$ : Grado final de polimerización final de papel (200). Este grado de polimerización del papel significa el final de la vida útil del papel dieléctrico.

$DP_{INICIO}$ : Grado de polimerización inicial del papel (1000-900). Con este nivel de polimerización los transformadores comienzan a funcionar.

T: Temperatura del papel dieléctrico.

A: Factor que depende del grado de humedad del papel dieléctrico. Tabla 3.

Humedad (%)	A
<b>Seco</b>	1.07E+08
<b>1%</b>	3.05E+08
<b>1.5%</b>	6.27E+08
<b>2%</b>	7.80E+08
<b>3%</b>	2.03E+09
<b>4%</b>	3.65E+09

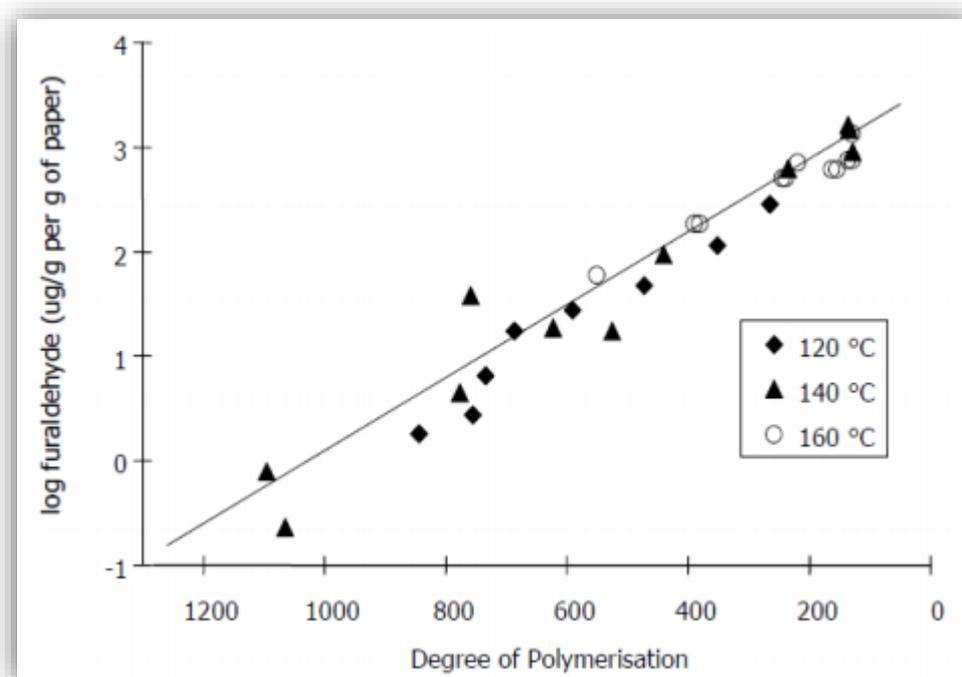
**Tabla 3: Factores que depende de la humedad.**

#### **2.4.4 Análisis de compuesto furánico del transformador de potencia.**

Durante el envejecimiento de los aislamientos del transformador, se produce polímeros de glucosa que se fraccionan cuando el aislamiento se envejece, esto conduce a la formación de subproductos como el agua, gases, grupos aldehídos y grupo carboxilo. Los furanos solo surgen de la descomposición de los materiales celulósicos en un transformador, es así que el análisis de este compuesto nos brinda una oportunidad de evaluar el estado de los materiales aislantes celulósicos en un transformador de potencia.

La degradación térmica del material en los transformadores con aislamiento en aceite generan diferentes tipos de derivados furánicos, el más común de este es el 2-furfural.

La siguiente curva mostrada en la Figura 2.9, es una correlación del DP vs el  $\log(2FAL)$  a diferentes temperaturas. Para obtener esta relación, se elaboraron distintos ensayos de envejecimiento acelerado de muestras de papel. El análisis sugiere que existe una relación aproximadamente lineal entre el logaritmo de la concentración de 2FAL en el aceite y la DP del papel.



$$2FAL \left( \frac{mg}{kg \text{ aceite}} \right) = \frac{222 * N}{R} = 8,88 * N \quad (2.19)$$

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

$$N = \frac{DP_o}{DP} - 1 \quad (2.20)$$

Combinando las formulas (2.19) y (2.20), obtenemos:

$$DP = \frac{8,88 * DP_o}{8,88 + 2FAL} = \frac{7100}{8,88 + 2FAL} \quad (2.21)$$

La ecuación anterior relaciona la cantidad de furfural (2FAL) expresada en mg/kg de aceite con el grado de polimerización del papel de celulosa. Los valores mínimos de grado de polimerización del papel de celulosa oscila entre los 180 o 200 unidades, la máxima cantidad de furfural (2FAL) disuelto en el aceite del transformador es de 30 mg/kg, este valor se calculó con la ecuación ya expresada anteriormente.

La ecuación debe ser modificada porque no todo el aislamiento estará sujeto a las mismas condiciones de operación del transformador. Entonces el máximo nivel de degradación debería ser:

$$N_{max} = \frac{2FAL * 0,33}{8,88 * 0,2} = 0,186 * 2FAL \quad (2.22)$$

$$DP_{min} = \frac{800}{(0,186 * 2FAL) + 1} \quad (2.23)$$

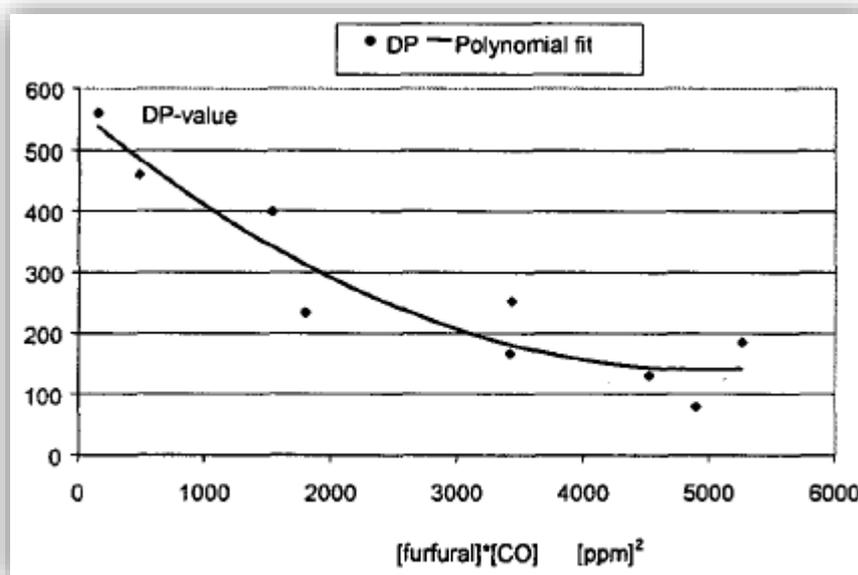
Se establece una relación donde interviene el grado de polimerización (DP) en función al contenido furanos, pero se observaba que existía una gran dispersión en los datos; esta dispersión se corrige al añadir la concentración de gases disueltos en el aceite del transformador. La ecuación es la siguiente:

$$DP = 1,75.10^{-5} * X^2 - 0,17 * X + 564 \quad (2.24)$$

Donde:

DP: Grado de polimerización

X: [Furfural]\*[CO].



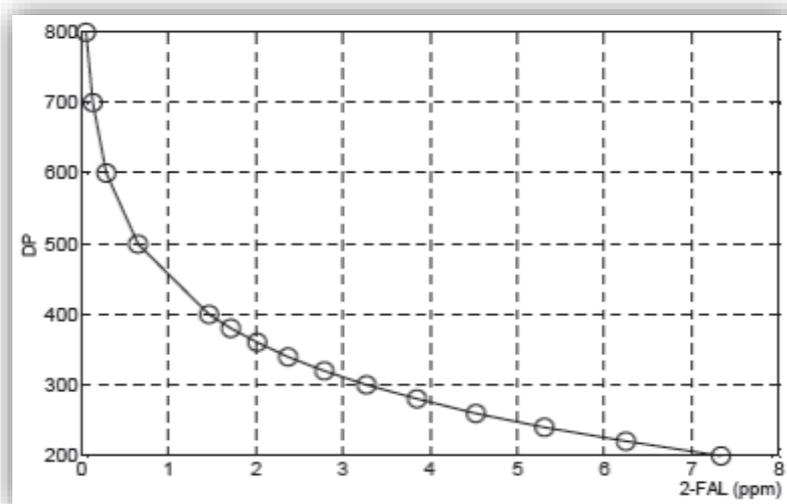
**Figura 2.10: Relación entre el grado de polimerización (DP) y  $X=[Furfural]*[CO].[5]$**

Se relaciona el grado de polimerización y el contenido en furanos, distinguiendo entre los transformadores con aislamiento sólido de papel kraft y transformadores con aislamiento sólido de papel térmicamente mejorado.

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

$$DP = \frac{\log(2FAL * 0,88) - 4,51}{-0,0035} \quad (2.25)$$

La siguiente curva mostrada en la figura 2.11 representa la relación establecida en la ecuación anterior, donde se calcula el valor de DP para diferentes concentraciones de 2FAL. [5]

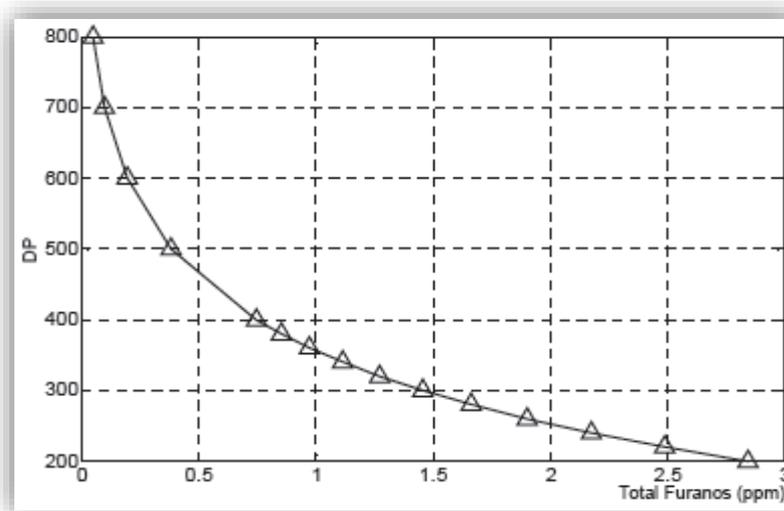


**Figura 2.11: Valor del grado de polimerización (DP) en función del contenido de 2-furfural (2FAL). [5]**

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

$$DP = \frac{\log(\text{total furanos}) - 4,0355}{-0,002908} \quad (2.26)$$

La siguiente curva ilustrada en Figura 2.12 representa la relación establecida en la ecuación anterior, donde se calcula el valor de DP para diferentes concentraciones del contenido total de furanos. [5]



**Figura 2.12: Valor del grado de polimerización (DP) en función del contenido total de furanos. [5].**

En 2007 W. Flores, E. Mombello, G Rattá y J.A. Jardini [16] propone una relación entre el grado de polimerización y el contenido en furanos. Los valores del grado de polimerización (DP) obtenidos en las ecuaciones anteriores (2.25) y (2.26), permiten calcular la vida utilizada con la siguiente ecuación:

$$\%Vida\ utilizada = \frac{\log(DP) - 2,903}{-0,006021} \quad (2.27)$$

Estos autores proponen además otra técnica basada en el uso de cuatro indicadores de envejecimiento del papel de la glucosa (CO, CO<sub>2</sub>, 2-FAL y DP). Aplicando un análisis estadístico, se evalúa la vida remanente de un grupo de transformadores. Consiste en la relación lineal entre el DP y los productos de envejecimiento que contienen mayor correlación: monóxido, dióxido de carbono, algunos furanos y contenido total de furanos.

La siguiente ecuación relaciona el DP con los productos de envejecimiento del transformador, el valor DP se usa para obtener el tiempo de vida transcurrido del transformador:

$$DP = C_o + a * \log(CO) + b * \log(CO_2) + c * \log(\text{total furanos}) + d * \log(2FAL) + e * \log(2Acetil - furano) + f * \log(5Metil - 2FAL) \quad (2.28)$$

Donde:

DP: Grado de polimerización.

CO: Concentración de monóxido de carbono.

CO2: Concentración de dióxido de carbono.

2FAL: Concentración de 2-FAL.

2Acetil-furano: Concentración de 2-acetilfurano.

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

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

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

$$\text{Tiempo de vida transcurrido} = 20,5 * \ln\left(\frac{1100}{DP}\right) \text{ (años)} \quad (2.29)$$

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

$$C_o = \omega_1 * a_0 + \omega_2 * b_0 + \omega_3 * c_0 + \omega_4 * d_0 + \omega_5 * e_0 + \omega_6 * f_0 \quad (2.30)$$

$$a = \omega_1 * a_1 \quad (2.31)$$

$$b = \omega_2 * b_2 \quad (2.32)$$

$$c = \omega_3 * c_3 \quad (2.33)$$

$$d = \omega_4 * d_4 \quad (2.34)$$

$$e = \omega_5 * e_5 \quad (2.35)$$

$$f = \omega_6 * f_6 \quad (2.36)$$

$$\omega_i = \frac{C_{ci}}{\sum_{i=1}^6 C_{ci}} \quad (2.37)$$

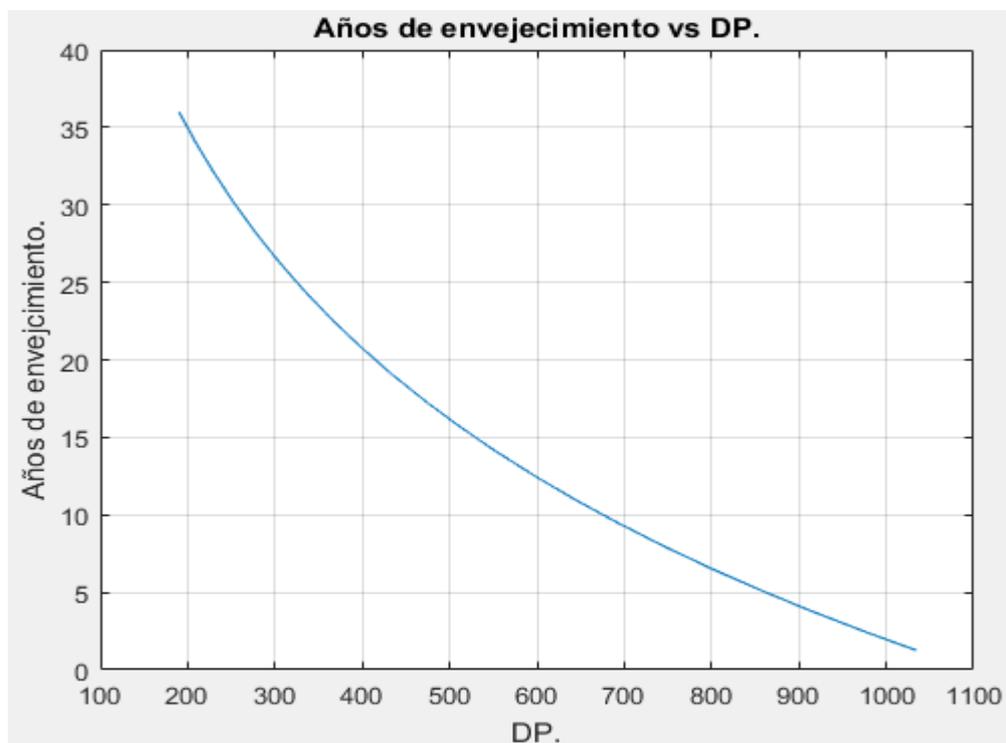
Parameter	cci	wi	Normal fitting	Weighted coef.	Symbol	Range +/- (ppm/ppb)
<b>Const.</b>	-	-	1897	1895	Co	-
<b>CO</b>	0,792	0,172	-60,59	-62,69	a	30-400
<b>CO2</b>	0,715	0,160	-54,10	-52,02	b	219-4000
<b>TF</b>	0,782	0,170	-39,67	-40,53	c	40-1900
<b>FD</b>	0,776	0,169	-30,20	-30,61	d	10-1700
<b>AF</b>	0,752	0,164	-57,18	-56,17	e	2-32
<b>M2F</b>	0,755	0,164	-54,30	-53,56	f	4-67

**Tabla 4: Parámetros del modelo propuesto.**

En la Figura 2.13 se detallan los valores de años de vida transcurrido versus el valor de DP del transformador. La curva se obtiene de la ecuación (2.29), la cual relaciona la vida transcurrida del equipo con el DP del mismo. Pero para el DP se utiliza la ecuación (2.28), esta ecuación relaciona los valores de los compuestos furánicos, los mismos datos que se obtiene del Anexo 10.

Se visualiza tanto en la Figura 2.13, como en la Tabla 5 que los valores del DP mientras mayor sea la vida del transformador que transcurre es menor, es decir mientras menos compuesto furánico existan en el transformador será mejor para que la vida de este sea más larga.

Se observa que para un DP de 1030 la vida transcurrida del equipo es solamente de 1.26 años.



**Figura 2.13: Años de envejecimiento vs DP (Compuestos Furanos).**

DP	AÑOS	DP	AÑOS
1034,52	1,26	471,00	17,39
974,95	2,47	433,00	19,11
909,17	3,91	398,00	20,84
851,61	5,25	365,00	22,61
796,64	6,61	334,37	24,41
742,95	8,04	304,58	26,32
692,32	9,49	277,40	28,24
643,41	10,99	251,72	30,23
597,00	12,53	228,46	32,22
553,00	14,10	208,30	34,11
510,61	15,73	190,01	36,00

**Tabla 5: Años transcurrido del envejecimiento del transformador relacionando el DP Compuesto furanos.**

## CAPÍTULO 3

### 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 3.1 Porcentaje de degradación de vida útil de las baterías Plomo-Ácido

En la figura 2.1 se observó la curva de degradación térmica para el envejecimiento de baterías plomo-ácido, en la cual se determina el factor de envejecimiento para dichas baterías dependiendo de su temperatura de operación. Para establecer este factor es necesario obtener la ecuación de la recta mostrada, procedimiento que se detalla a continuación:

Para aproximar la función utilizaremos la expresión  $\%Life = \%Life_0 * 10^{mT}$ ; donde:

$\%Life$  = Porcentaje de degradación de vida útil en función de su temperatura.

$\%Life_0$  = Porcentaje inicial de vida útil.

$m$  = Constante multiplicativa exponencial.

$T$  = Temperatura de la batería.

Tomando los puntos  $T = 31.15^{\circ}\text{C}$ ,  $\%Life = 60\%$  y  $T = 39.4^{\circ}\text{C}$ ,  $\%Life = 30\%$ , determinamos el valor de la pendiente o valor de la constante multiplicativa exponencial, tomando en cuenta que el eje de las ordenadas se encuentra en escala logarítmica.

$$m = \frac{\log(30) - \log(60)}{39.4 - 31.15} \quad (3.1)$$

$$m = \frac{-0.301}{8.25} \quad (3.2)$$

$$m = -0.03648 \quad (3.3)$$

La intersección con el eje se encuentra en  $\%Life_0 = 100\%$ ; de manera que la función queda definida por:

$$\%Life = 100 * 10^{-0.03648(T-25)}; \forall T, 25 \leq T \leq 41.7^{\circ}\text{C} \quad (3.4)$$

Dicha función intervendrá en la elaboración del código para la determinación de vida útil de las baterías de plomo ácido.

### 3.2 Determinación de la pérdida de vida útil de una batería de Plomo-Ácido para una subestación en la ciudad de Guayaquil para en el año 2017.

En la Tabla 6 se muestra el registro de temperatura promedio, mínima y máxima para los 12 meses que conforman el año 2017, mismos valores que serán utilizados para la estimación del comportamiento de la vida útil de las baterías.

Mes	Temp. media [°C]	Temp. mínima [°C]	Temp. máxima [°C]
ENERO	26,4	22	30,9
FEBRERO	26,7	22,5	30,9
MARZO	27,1	22,7	31,5
ABRIL	26,9	22,5	31,4
MAYO	26,4	21,9	30,9
JUNIO	25	20,8	29,3
JULIO	24,2	19,9	28,6
AGOSTO	24,4	19,6	29,3
SEPTIEMBRE	24,8	19,8	29,9
OCTUBRE	25,1	20,4	29,8
NOVIEMBRE	25,5	20,8	30,2
DICIEMBRE	26,2	21,5	31

**Tabla 6: Registro de temperaturas mensuales año 2017 en Guayaquil.**

A través del código generado en Matlab en el cual se expone la utilización de la ecuación mencionada en el capítulo 2, se determinará el tiempo de vida estimado para la batería.

Además, asumiendo un tiempo de vida útil de 20 años a condiciones nominales de operación para una batería de plomo ácido estacionario instalado en enero del 2017, se determina el tiempo de vida estimado por efectos de la temperatura durante un año de funcionamiento.

Haciendo uso del código elaborado en Matlab se generaron los valores estimados para los diferentes posibles escenarios.

$$Lt_c (\text{Temperatura mínima } ^\circ\text{C}) = 20 \text{ años}$$

$$Lt_c (\text{Temperatura media } ^\circ\text{C}) = 18.756 \text{ años}$$

$$Lt_c (\text{Temperatura máxima } ^\circ\text{C}) = 12.769 \text{ año}$$

$$\% \text{ Pérdida nominal} = \frac{1}{20} * 100 = 5\%$$

$$\% \text{ Pérdida a temperatura media} = \frac{1}{18.756} * 100 = 5.331\%$$

$$\% \text{ Pérdida vida útil a temperatura máxima} = \frac{1}{12.769} * 100 = 7.831\%$$

### 3.3 Determinación de la pérdida de vida útil de una batería de Plomo-Ácido instalada en una subestación en la ciudad de Guayaquil para el período 2006-2017.

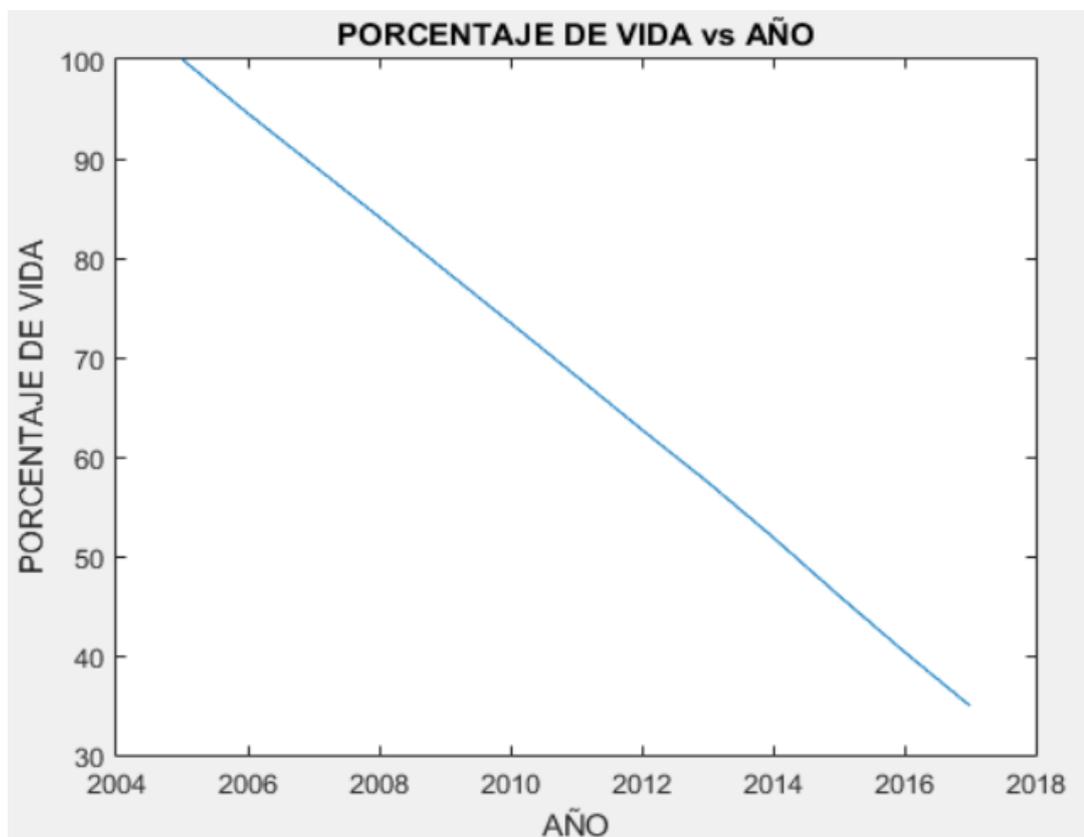
Asumiendo el mismo tiempo de vida nominal del caso anterior de 20 años, se determina mediante un algoritmo de programación en Matlab la curva de degradación de vida útil.

En la Tabla 7 se detallan las temperaturas promedio, máximas y mínimas a partir del año 2006 a ser utilizadas.

Año	Temp. media [°C]	Temp. mínima [°C]	Temp. máxima [°C]
2006	26	22,9	30,1
2007	25,5	22,7	29,6
2008	25,5	22,6	29,5
2009	25,8	22,6	30,4
2010	25,7	22,7	30,2
2011	25,8	22,5	30,7
2012	25,9	22,6	31,1
2013	25,6	22,3	30,6
2014	26,3	23,2	31,1
2015	26,9	23,8	32,1
2016	26,5	23,2	31,7
2017	26	22,8	30,8

**Tabla 7: Temperaturas máximas, mínimas y promedios período 2006-2017.**

La Figura 3.1 muestra la degradación de la batería para registros de temperatura media en el período 2006-2017.



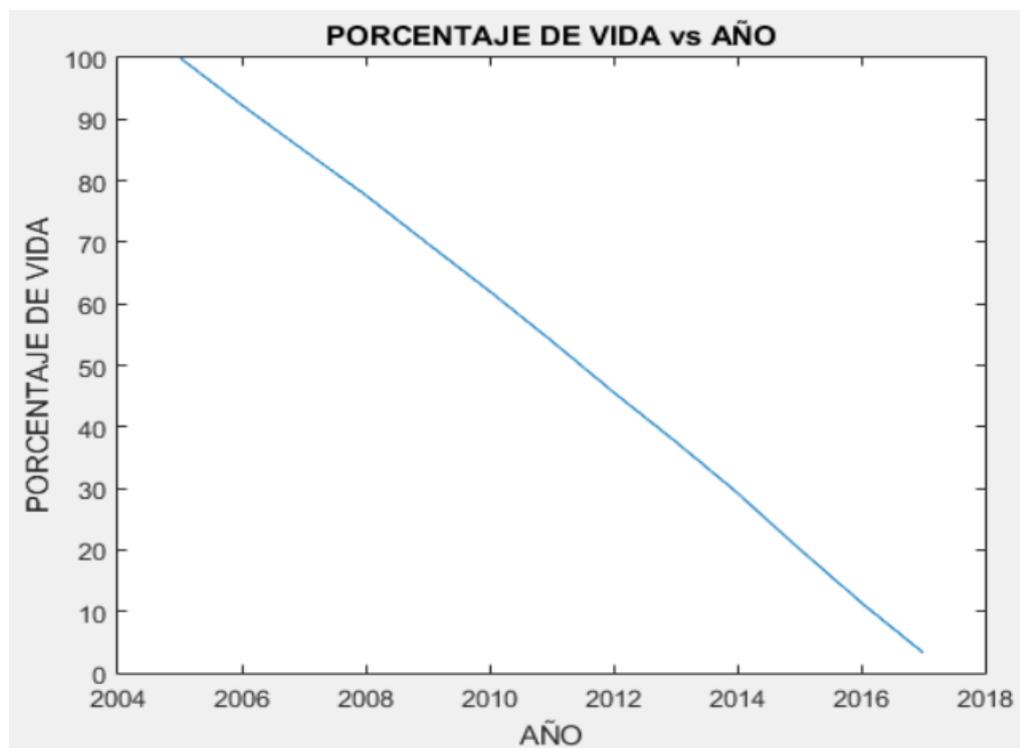
**Figura 3.1: Degradación de la batería para registros de temperatura media en el período 2006-2017.**

En la Tabla 8 se detallan los resultados de la curva.

Año	Pérd. Anual [%]	Pérd. Acum. [%]	Vida [%]
2006	5,4381	5,4381	94,5619
2007	5,2145	10,6526	89,3474
2008	5,2145	15,8671	84,1329
2009	5,3475	21,2146	78,7854
2010	5,3028	26,5174	73,4826
2011	5,3475	31,8649	68,1351
2012	5,3926	37,2575	62,7425
2013	5,2585	42,516	57,484
2014	5,5769	48,0929	51,9071
2015	5,8652	53,9581	46,0419
2016	5,6714	59,6295	40,3705
2017	5,4381	65,0676	34,9324

**Tabla 8: Pérdidas anuales para registro de temperaturas medias en el período 2006-2017.**

Por otro lado, la Figura 3.2 muestra la degradación de la batería para registros de temperatura máxima media en el período 2006-2017.



**Figura 3.2: Degradación de la batería para registros de temperatura máxima media en el período 2006-2017**

En la Tabla 9 se detallan los resultados de la curva.

Año	Pérd. Anual [%]	Pérd. Acum. [%]	Vida [%]
2006	7,6739	7,6739	92,3261
2007	7,3583	15,0322	84,9678
2008	7,2968	22,329	77,671
2009	7,8698	30,1988	69,8012
2010	7,7387	37,9375	62,0625
2011	8,0706	46,0081	53,9919
2012	8,3464	54,3545	45,6455
2013	8,0031	62,3576	37,6424
2014	8,3464	70,704	29,296
2015	9,0777	79,7817	20,2183
2016	8,7778	88,5595	11,4405
2017	8,1387	96,6982	3,3018

**Tabla 9: Pérdidas anuales para registro de temperaturas máximas medias en el período 2006-2017.**

### Pérdida de capacidad a condiciones nominales para baterías Níquel-Cadmio.

La Figura 2.2 ilustra la tendencia de la capacidad de una batería Ni-Cd a condiciones nominales de temperatura (20°C a 25°C). La aproximación de la curva se describe a continuación:

La función se aproxima mediante la expresión  $\%R = a * e^{bt}$ ; donde:

$\%R$  = Porcentaje de capacidad de la batería.

$t$  = Tiempo en años de la batería.

$a, b$  = Constantes.

Se toman los puntos inicial y final  $t = 0, \%R = 105\%$  y  $t = 25, \%R = 75\%$ , los mismos que permiten determinar las constantes de la ecuación.

$$105 = a * e^{b*0} \quad (3.5)$$

$$105 = a * 1 \quad (3.6)$$

$$a = 105 \quad (3.7)$$

Una vez hallada la constante  $a$  podemos obtener la constante  $b$ .

$$75 = 105 * e^{b*25} \quad (3.8)$$

$$e^{b*25} = \frac{75}{105} \quad (3.9)$$

$$\ln(e^{b*25}) = \ln\left(\frac{75}{105}\right) \quad (3.10)$$

$$25 * b * \ln(e) = \ln\left(\frac{75}{105}\right) \quad (3.11)$$

$$25 * b * 1 = -0.33647 \quad (3.12)$$

$$b = \frac{-0.33647}{25} \quad (3.13)$$

$$b = -0.013458 \quad (3.14)$$

Obteniendo así la función aproximada dada por la expresión:

$$\%R = 105 * e^{-0.013458t}; \forall t, 0 \leq t \leq 25 \text{ años} \quad (3.15)$$

### 3.4 Determinación de la ecuación para estimar el tiempo de vida útil de las baterías de Níquel-Cadmio

Dado que se conoce la relación que existe entre la vida útil en ciclos, la profundidad de descarga de la batería y la temperatura de operación de la misma, podemos determinar la ecuación que estima el tiempo de vida útil. Estas relaciones se muestran en las figuras 2.4 y 2.5 ilustradas previamente en el capítulo 2.

De la Figura 2.4 obtenemos los puntos  $p = 16.66\%$ ,  $n = 9800$  ciclos y  $p = 90\%$ ,  $n = 750$  ciclos, que se utilizarán para aproximar una de nuestras ecuaciones, la misma que tendrá la forma  $n = a * e^{bp}$ , donde:

$n$  = Cantidad de ciclos carga-descarga de la batería.

$p$  = Profundidad de descarga de la batería.

$a, b$  = Constantes.

Se plantea el siguiente sistema de ecuaciones dado por los puntos obtenidos de la curva

$$9800 = a * e^{b*16.66} \quad (3.16)$$

$$750 = a * e^{b*90} \quad (3.17)$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones.

$$\frac{9800}{750} = \frac{a * e^{16.66*b}}{a * e^{90*b}} \quad (3.18)$$

$$13.066 = e^{16.66*b-90*b} \quad (3.19)$$

$$13.066 = e^{-73.34*b} \quad (3.20)$$

$$\ln(13.066) = \ln(e^{-73.34*b}) \quad (3.21)$$

$$\ln(13.066) = -73.34 * b * \ln(e) \quad (3.22)$$

$$2.57 = -73.34 * b \quad (3.23)$$

$$b = -0.035 \quad (3.24)$$

Por lo que:

$$a = 13906.86 \quad (3.25)$$

De manera que la ecuación de ciclos carga-descarga en función de la profundidad de descarga queda expresada de la forma:

$$n = 13906.86 * e^{-0.035p}; \quad \forall t, 16.66 \leq p \leq 90 \% \quad (3.26)$$

De la Figura 2.5 en la que se representa el porcentaje de vida útil con dependencia de la temperatura de operación tomamos los puntos  $T = 25^{\circ}\text{C}, L = 100\%$  y  $T = 55^{\circ}\text{C}, L = 50\%$ , que se utilizarán para determinar la ecuación de la forma  $L = mT + L_0$

$L$  = Porcentaje de vida útil de la batería.

$T$  = Temperatura de operación de la batería.

$m$  = Pendiente de la recta.

$L_0$  = Valor inicial porcentaje de vida útil de la batería

Dado que:

$$m = \frac{50 - 100}{55 - 25} \quad (3.27)$$

$$m = \frac{-50}{30} \quad (3.28)$$

$$m = -1.666 \quad (3.29)$$

Y que:

$$L_0 = 100 \quad (3.30)$$

La ecuación queda definida por:

$$L = -1.666(T - 25) + 100; \quad \forall T, 25 \leq T \leq 55^{\circ}\text{C} \quad (3.31)$$

Dado que la cantidad de ciclos carga-descarga se obtiene de la fórmula aproximada en función de la profundidad de dicha descarga determinada

anteriormente en la ecuación; adicionalmente, se conoce la dependencia de la vida útil con la temperatura, especificada en la ecuación.

Podemos establecer la relación de las tres variables mencionadas anteriormente esto es la unificación de las ecuaciones.

$$n = [13906.86 * e^{-0.035p}] * [-1.666(T - 25) + 100] * \frac{1}{100} \quad (3.32)$$

$$n = [13906.86 * e^{-0.035p}] * [-1.666T + 41.65 + 100] * \frac{1}{100} \quad (3.33)$$

$$n = [13906.86 * e^{-0.035p}] * [-1.666T + 141.65] * \frac{1}{100} \quad (3.34)$$

$$n = (-231.688T + 19699.06)e^{-0.035p}; \quad (3.35)$$

$$\forall t, 16.66 \leq p \leq 90 \% \wedge \forall T, 25 \leq T \leq 55^{\circ}\text{C}$$

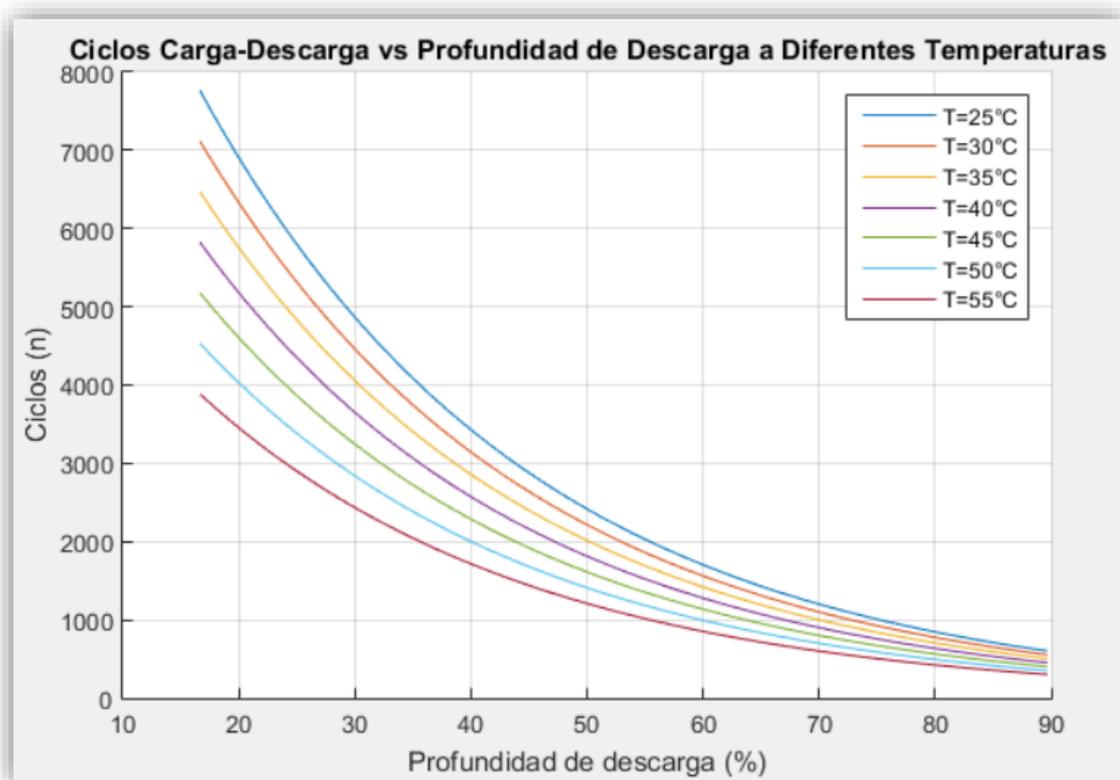
Donde:

$n$  = Cantidad de ciclos carga-descarga de la batería.

$p$  = Profundidad de descarga de la batería.

$T$  = Temperatura de operación de la batería

En la Figura 3.3 se muestran las curvas que establecen el tiempo de vida útil en ciclos para las baterías de Níquel-Cadmio con relación a la profundidad de descarga para distintos valores de temperatura de operación.



**Figura 3.3: Ciclos carga-descarga vs profundidad de descarga a diferentes temperaturas.**

Se observa que a medida que la profundidad de descarga aumenta, hay una pérdida considerable de la vida útil, la cual disminuye de manera exponencial. De igual manera a medida que la temperatura aumenta la vida útil se ve afectada nuevamente generando una reducción en la misma, que se da en el orden de los cientos de ciclos.

### **3.5 Aplicación de la ecuación para estimar el tiempo de vida útil de las baterías de Níquel-Cadmio.**

Se analizará el comportamiento de la degradación de la batería, dentro de un período de 5 años.

Los datos por analizarse se presentan en la Tabla 10.

Año	Total Desc.	Cant. Desc.	Prof. Des. [%]	Temp. Ope. [°C]
1	47	9	62	28
		10	71	30
		5	83	35
		8	77	40
		15	80	37
2	48	21	74	25
		5	78	50
		6	65	32
		7	85	35
		9	54	40
3	78	15	60	32
		8	73	31
		17	50	37
		24	42	39
		12	65	28
		2	88	26
4	54	15	85	35
		20	70	36
		10	75	28
		4	89	29
		5	77	32
5	84	12	60	25
		11	5	30
		12	72	27
		5	82	27
		20	71	29
		10	55	31
		14	48	36

**Tabla 10: Registro de descargas, temperatura de operación y profundidad de descarga de la batería.**

En la Figura 3.4 se muestra la degradación de la batería de Níquel-Cadmio para el período de 5 años establecidos anteriormente.

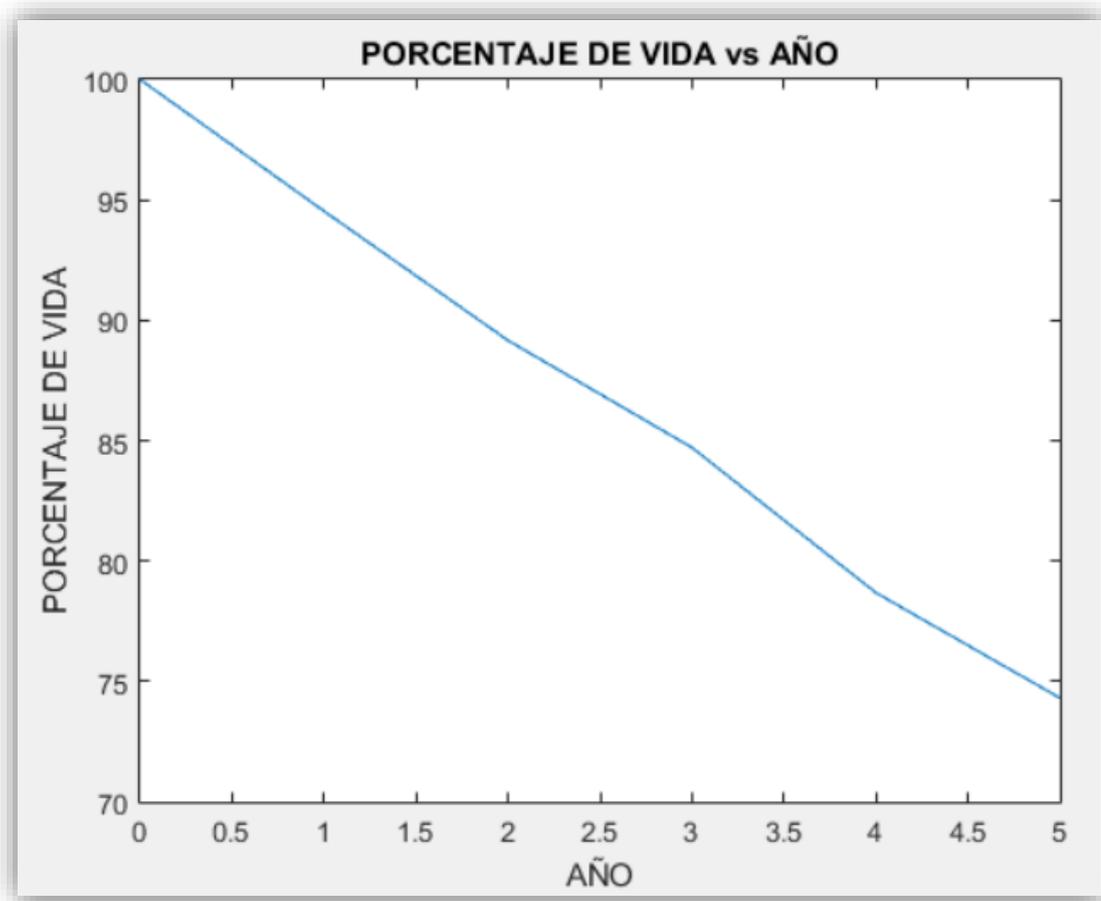


Figura 3.4: Degradación de la batería de Níquel-Cadmio.

En la Tabla 11 se detallan los resultados de la curva.

Año	Pérd. Anual [%]	Pérd. Acum. [%]	Vida [%]
1	5,47%	5,47%	94,53%
2	5,37%	10,84%	89,16%
3	4,45%	15,29%	84,71%
4	6,03%	21,32%	78,68%
5	4,38%	25,69%	74,31%

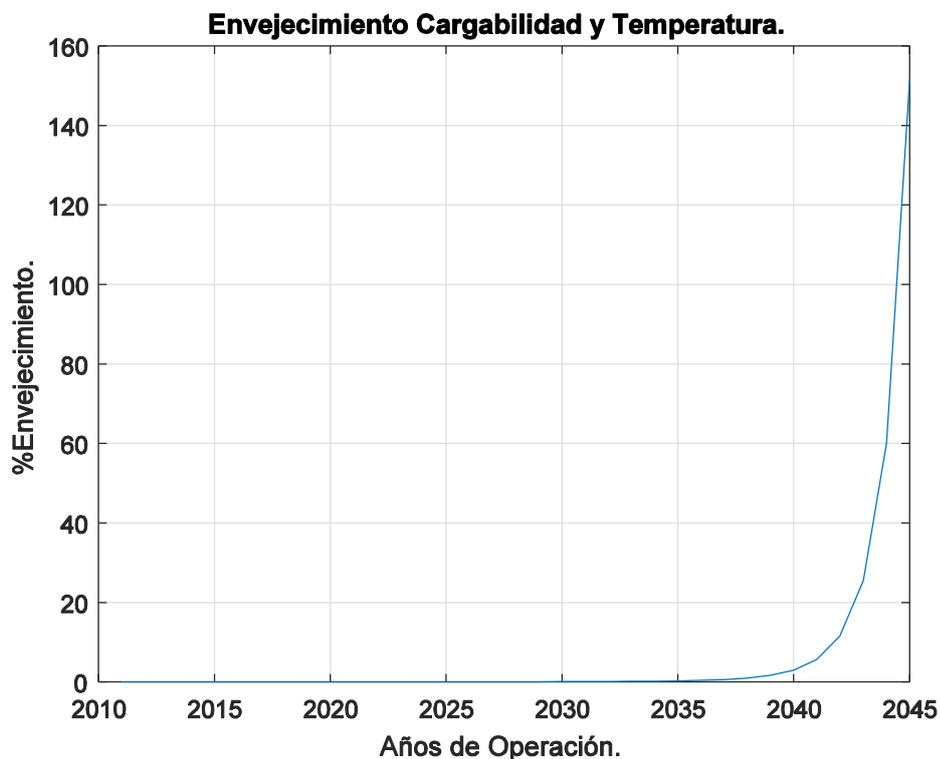
**Tabla 11: Pérdidas anuales para la batería de Níquel-Cadmio.**

### 3.6 Análisis de la condición Cargabilidad y temperatura.

Analizamos los datos de placa del transformador, los necesitamos para encontrar los valores del punto más caliente del transformador (Anexo 8) y también necesitaremos los datos de cargabilidad del transformador (Anexo 9). Estos datos lo tenemos en minutos por un día. Pero necesitaremos un crecimiento de carga aproximadamente por 46 años para desarrollar un análisis total del transformador con esta condición.

La proyección del crecimiento de la carga la tomamos con un valor de 1,065463, mismo dato que nos proporciona las demandas anteriores del transformador. Ahora que tenemos todos los datos procedemos a realizar un algoritmo con la ecuación que se muestra a continuación (3.36).

$$\%Envejecimiento(CT) = FAA * \frac{100}{180000} \quad (3.36)$$



**Figura 3.5: Curva de envejecimiento (Cargabilidad, Temperatura).**

En la Figura 3.5 se puede analizar el envejecimiento del transformador con la condición de cargabilidad y temperatura. Comenzando del año 2011 como año inicial del equipo hasta el año 2046, donde el transformador llega a su vida final. Desde el año 2011 hasta 2046, el equipo puede trabajar, teniendo el 100% de su vida útil.

La norma ANSI/IEEE C57.91-2011 estima una vida útil del transformador de 180000 horas o 25 años, en el caso de este transformador evaluado no tendría problema con el factor de envejecimiento porque con esta condición de cargabilidad y temperatura el transformador dura más de 25 años de vida útil.

<b>Año</b>	<b>%Envejecimiento.</b>	<b>Año</b>	<b>%Envejecimiento.</b>
2011	0,00160880	2029	0,01068676
2012	0,00166600	2030	0,01376396
2013	0,00173237	2031	0,01822958
2014	0,00180972	2032	0,02489556
2015	0,00190030	2033	0,03515817
2016	0,00200695	2034	0,05149914
2017	0,00213329	2035	0,07848830
2018	0,00228395	2036	0,12486468
2019	0,00246497	2037	0,20802628
2020	0,00268427	2038	0,36411989
2021	0,00295245	2039	0,67170562
2022	0,00328377	2040	1,30978891
2023	0,00369783	2041	2,70685288
2024	0,00422192	2042	5,94218438
2025	0,00489473	2043	13,88009494
2026	0,00577211	2044	34,53530758
2027	0,00693630	2045	91,55354517
2028	0,00851104	2046	258,43294564

**Tabla 12: Porcentajes de envejecimiento en cada año (acumulado) del equipo. (Cargabilidad y Temperatura).**

La Tabla 12 muestra los años de operación y el porcentaje de envejecimiento de cada año. Para saber si en cada año se daría un mantenimiento al equipo se evalúa el porcentaje de cada año, para un 4%, que sería el porcentaje límite de cada año, ya que un transformador dura 25 años de vida útil. Si solo se analiza la condición de cargabilidad y temperatura, se observa que en el año 2041 se tendrá que dar un mantenimiento al equipo sin tener problema de mal funcionamiento en los años anteriores.

Año	%Vida Útil	Año	%Vida Útil
2011	99,998	2029	99,986
2012	99,998	2030	99,982
2013	99,998	2031	99,975
2014	99,998	2032	99,965
2015	99,998	2033	99,949
2016	99,998	2034	99,922
2017	99,998	2035	99,875
2018	99,998	2036	99,792
2019	99,997	2037	99,636
2020	99,997	2038	99,328
2021	99,997	2039	98,690
2022	99,996	2040	97,293
2023	99,996	2041	94,058
2024	99,995	2042	86,120
2025	99,994	2043	65,465
2026	99,993	2044	8,446
2027	99,991	2045	0,000
2028	99,989		

**Tabla 13: Porcentajes Vida Útil en cada año del equipo. (Cargabilidad y Temperatura).**

La Figura 3.6 representa la curva de vida útil del transformador para la condición de cargabilidad y temperatura, se observa que aproximadamente 30 años para esta misma condición el transformador tiene su porcentaje de vida útil al 100% aproximadamente, a partir del siguiente año es donde sufre consecuencias y su vida útil baja rápidamente y durante 5 años más el equipo puede estar en operación.

En la Tabla 13 se tienen los valores del porcentaje de vida útil con los años de operación que van transcurriendo. Esta curva se analizó con la siguiente ecuación:

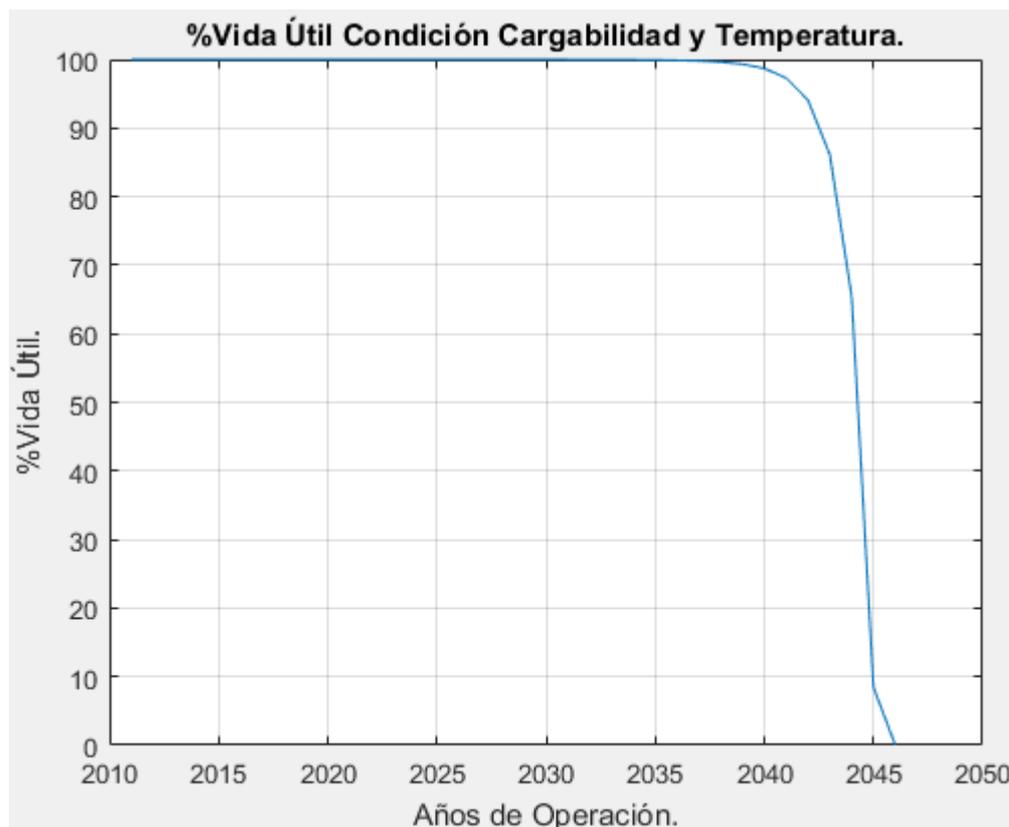
$$\%vida\ util\ (CT) = 100 - \left( FAA * \frac{100}{180000} \right) \quad (3.37)$$

Donde:

180000: es el tiempo en horas de vida útil de un transformador.

Factor de envejecimiento: valor de la ecuación (2.33).

%vida útil (CT): Vida útil en porcentaje de la condición cargabilidad y temperatura.



**Figura 3.6: Curva de Vida Útil (Cargabilidad, Temperatura).**

### 3.7 Análisis de la condición Compuestos Furanos.

Para el análisis del transformador por la condición de compuestos furánicos, se elaborará un algoritmo basado en la ecuación 2.29 del capítulo anterior. Donde cada una de sus variables de la ecuación se detallan en el capítulo dos. Y la denominaremos en este capítulo como la ecuación 3.38.

$$\%Envejecimiento(CF) = 20,5 * \ln\left(\frac{1100}{DP}\right) * \left(\frac{100}{25}\right) \quad (3.38)$$

Año	%Envejecimiento (CF).	Año	%Envejecimiento (CF).
2011	5,0325	2020	56,3920
2012	9,8955	2021	62,9315
2013	15,6240	2022	69,5530
2014	20,9871	2023	76,4509
2015	26,4581	2024	83,3623
2016	32,1798	2025	90,4598
2017	37,9675	2026	97,6481
2018	43,9749	2027	105,2999
2019	50,1142	2028	112,9638

Tabla 16: Porcentajes de envejecimiento en cada año del equipo. (Compuesto Furánicos).

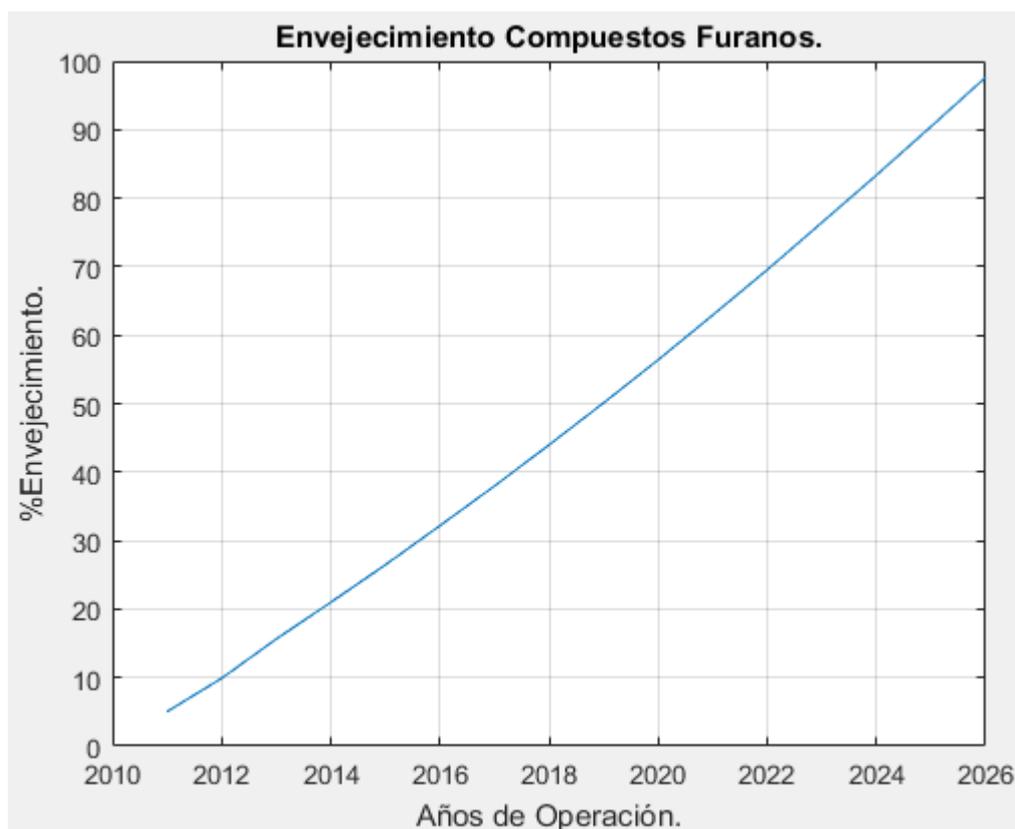


Figura 3.7: Curva de envejecimiento (Compuestos Furanos).

La Figura 3.7 muestra la curva de porcentaje de envejecimiento para la condición de compuesto furánicos, se observa que su vida útil del equipo llega a los 26 años aproximadamente. En la Tabla 14 se verifica que en el año 16 de vida útil llega a un porcentaje de 98% lo que implica que el transformador ya llegó a su fin de su utilización.

Estos valores se analizan con los datos del Anexo 10, que representa los compuestos furánicos en su parte por millón de cada año y así poder obtener el porcentaje de envejecimiento por cada año.

Evaluando con el 4% para saber si en cada año se daría un mantenimiento al equipo en esta condición, se verifica que en el primer año se debe tener en cuenta, hacer un mantenimiento para reducir los compuestos furánicos del equipo y en un futuro no tener problema de falla.

<b>Año</b>	<b>%Vida Útil</b>	<b>Año</b>	<b>%Vida Útil</b>
<b>2011</b>	94,9675	2020	43,6080
<b>2012</b>	90,1045	2021	37,0685
<b>2013</b>	84,3760	2022	30,4470
<b>2014</b>	79,0129	2023	23,5491
<b>2015</b>	73,5419	2024	16,6377
<b>2016</b>	67,8202	2025	9,5402
<b>2017</b>	62,0325	2026	2,3519
<b>2018</b>	56,0251	2027	0,0000
<b>2019</b>	49,8858		

**Tabla 15: Porcentajes de envejecimiento acumulado en cada año del equipo. (Compuestos Furánicos).**

La Figura 3.8 representa la curva de porcentaje de vida útil basado en la condición de compuesto furanos. Se muestra casi una función lineal, al transcurrir los años de operación el porcentaje de vida útil del equipo va disminuyendo. En este caso el transformador dura aproximadamente 17 años.

En la Tabla 15, tenemos los años de operación con su vida útil. Esta curva se analizó con la siguiente ecuación:

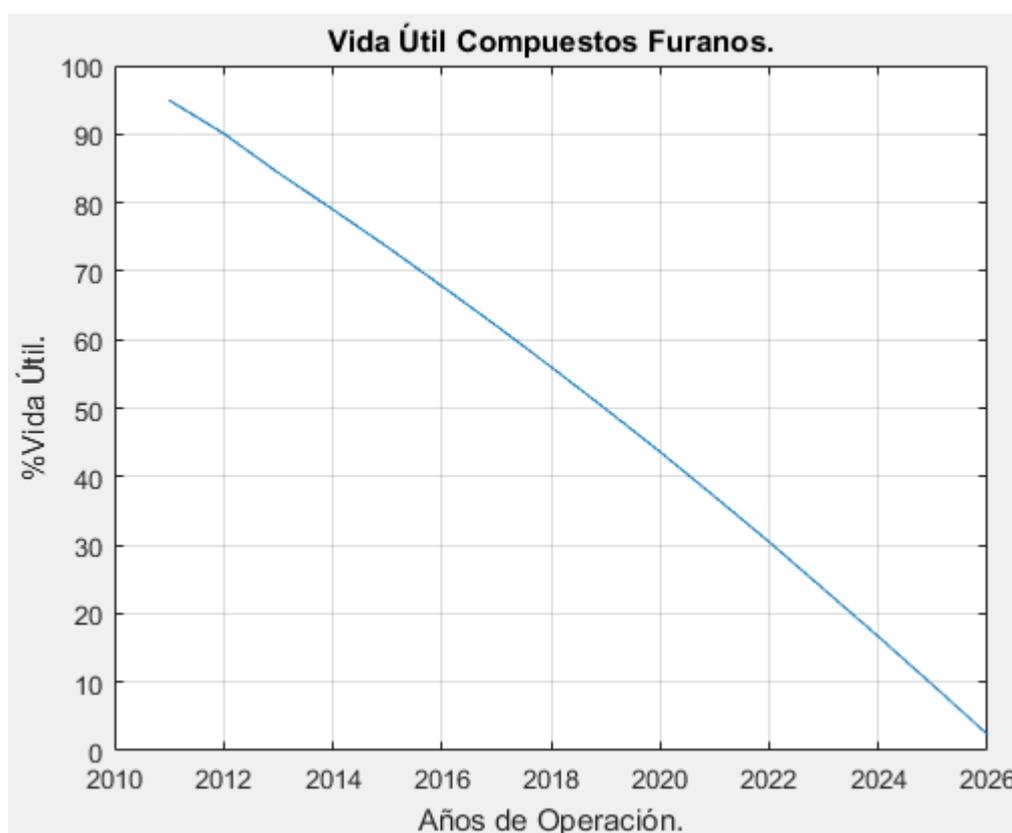
$$\%vida\ util\ (CF) = 100 - \left( \left( 20.5 * \ln \left( \frac{1100}{DP} \right) \right) * \frac{100}{25} \right) \quad (3.39)$$

Donde:

DP: Valor perteneciente de la ecuación (2.31).

25: Años de vida útil del transformador.

%vida útil (CF): Vida útil en porcentaje de la condición compuesto furanos.



**Figura 3.8: Porcentaje de vida útil (Compuestos Furanos).**

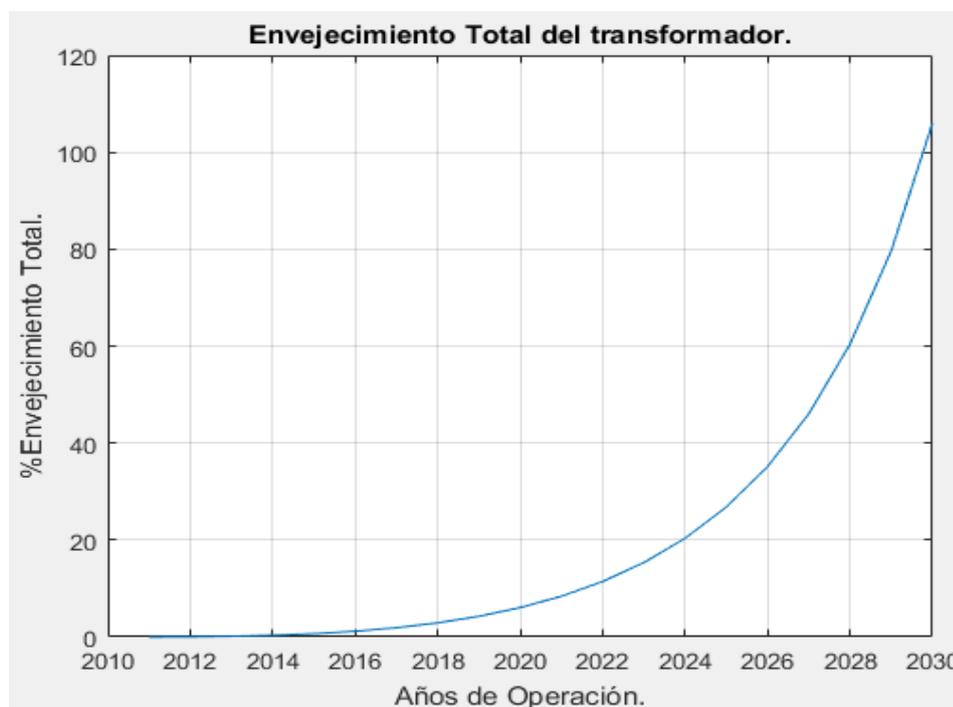
### 3.8 Determinación de la vida útil de un transformador.

Para determinar el porcentaje de envejecimiento total del transformador se multiplican las dos ecuaciones ya mencionada anteriormente (3.36) y (3.38), para obtener la ecuación (3.40):

$$\%EnvejecimientoTotal. = \%Envejeciminto(CT) * \%Envejecimiento(CF) \quad (3.40)$$

Año	%Envejecimiento Total.	Año	%Envejecimiento Total.
2011	0,0080963	2021	8,4036989
2012	0,0488864	2022	11,4359894
2013	0,1529793	2023	15,3408616
2014	0,3513366	2024	20,3552892
2015	0,6799168	2025	26,8065053
2016	1,1815544	2026	35,1447620
2017	1,9047585	2027	46,0291901
2018	2,9089542	2028	60,3969431
2019	4,2648499	2029	79,6707190
2020	6,0593006	2030	106,0181432

**Tabla 15: Porcentajes de envejecimiento total de las condiciones de cargabilidad, temperatura y compuestos furánicos.**



**Figura 3.8: Curva de envejecimiento total de la condición de cargabilidad, temperatura y compuesto furánicos.**

En la Figura 3.8 se muestra la curva del porcentaje de envejecimiento total del transformador, es decir con las condiciones de cargabilidad, temperatura y compuestos furánico. La norma ANSI/IEEE C57.91-2011 estima una vida útil del transformador de 25 años. Se observa que en el año 2029 aproximadamente el transformador alcanza el 100% de su vida útil, siendo aproximadamente 19 años de operación bajos los criterios de los datos dado para el análisis.

En la Tabla 15 se verifica que en el año 2019 se le dará un mantenimiento al transformador, porque en este año ya supera el 4% del factor de envejecimiento, que es límite por cada año, y desde ese año se le estará dando mantenimiento al equipo para para reducir las condiciones que afecta al mismo.

En el año 2030 el equipo ya presenta un factor mayor del 100% del envejecimiento, es decir en ese año el equipo se le da de baja. Sin opción a darle a mantenimiento ara mejora esas condiciones.

Año	%Vida Útil	Año	%Vida Útil
2011	99,9919	2021	91,59630
2012	99,9511	2022	88,56401
2013	99,8470	2023	84,65914
2014	99,6487	2024	79,64471
2015	99,3201	2025	73,19349
2016	98,8184	2026	64,85524
2017	98,0952	2027	53,97081
2018	97,0910	2028	39,60306
2019	95,7352	2029	20,32928
2020	93,9407	2030	0,00000

**Tabla 16: Porcentajes de vida útil total de las condiciones de cargabilidad, temperatura y compuestos furánicos.**

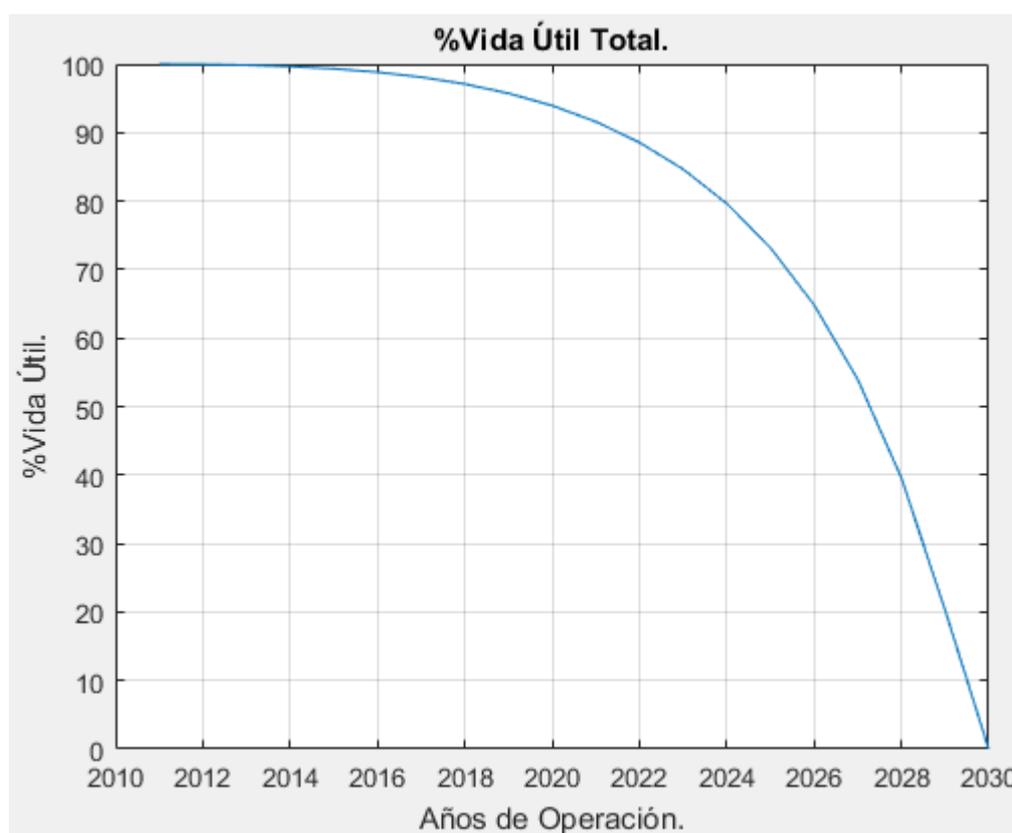
La Figura 3.9 es la curva de porcentaje de vida útil total de un transformador con las condiciones de cargabilidad, temperatura y compuestos furanos. Esta grafica se realizó con la ecuación (3.41):

$$\%vida\ util\ total = 100 - \%EnvejecimientoTotal \quad (3.41)$$

Cuya ecuación es el resultado de la multiplicación de los porcentajes de vida útil de las dos condiciones analizadas: cargabilidad y temperatura ecuación (3.37) y

compuestos furanos ecuación (3.39). Se observa que en la curva de porcentaje de vida útil total, el porcentaje es cero cuando el equipo tiene aproximadamente 17 años de operación.

Se verifica en la Tabla 16, la vida total del transformador analizado es de 20 años, para el equipo con estas condiciones de cargabilidad, temperaturas y los compuestos furanos, no tendría una vida de 25 años como menciona la norma ANSI/IEEE C57.91-2011.



**Figura 3.9: Curva de porcentaje de vida útil total de la condición de cargabilidad, temperatura y compuesto furánicos.**

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para el caso de las baterías tipo Plomo-Ácido en cuyo caso se estima un tiempo de vida útil nominal de 20 años, es decir, un porcentaje de degradación anual del 5%; se obtuvo que, para una batería instalada en enero del año 2017 a temperatura media registra una reducción de su vida en un 5.331%, mientras que para temperaturas máxima soportadas registra una pérdida anual del 7.831%. En caso de mantenerse las condiciones de temperatura indicadas, se estimaría un tiempo de vida de aproximadamente 18.76 años y 12.77 años respectivamente.

Para un banco de baterías instalados en el 2006 se determinó que a temperaturas medias promedios anuales se presenta una pérdida de tiempo de vida del 65.07%, por otro lado, a temperaturas máximas promedios anuales se estima en 96.97%. Esto es un mayor decremento de la vida útil del equipo a mayores temperaturas, en el caso de las temperaturas máximas anuales representaría una sustitución del equipo debido a que solamente alcanzó la mitad de su período funcional.

Cuando se analizó la vida útil de las baterías de Níquel-Cadmio se determinó una dependencia lineal con la temperatura de operación de la misma, estableciendo 55°C como temperatura máxima, es decir, valores que superen dicho límite generarían un posible daño en el equipo. Además, se precisó una relación adicional en función de la profundidad de descarga de las baterías tipo Ni-Cd, la misma que se da de manera exponencial inversa, esto es, a mayor profundidad de descarga menor cantidad de ciclos carga-descarga podemos obtener de la batería.

Cuando ambos factores tanto temperatura de operación como profundidad de descarga de las baterías Ni-Cd se ven incrementados, el tiempo de vida útil estimado de la batería se ve gravemente afectado, provocando reducciones exponenciales en su período de funcionalidad.

Para el caso planteado en las baterías de Níquel Cadmio cuyo período de analizado fue de 5 años, con registros variables de cantidad de ciclos carga-descarga, profundidad de descarga y temperatura de operación, se observó que para los años 1, 2 y 4 será necesario realizar un mantenimiento puesto que supera el 5% de pérdida de vida útil anual planteado con base en una batería cuyo tiempo de

funcionalidad es estimado alrededor de los 20 años por el fabricante; en los años 3 y 5 no será necesario realizar dicho mantenimiento. Cabe notar, que una cantidad mayor de descarga no representa una mayor pérdida de vida útil en las baterías de Níquel-Cadmio, sino la combinación de los factores de profundidad de descarga y temperatura de operación, como se puede observar en el ejemplo planteado en el capítulo 3.

El análisis de la condición cargabilidad y temperatura de un transformador, nos permite concluir que no es tan destructivo en los primeros años de utilidad del transformador, en la Tabla 12 se muestra el porcentaje de envejecimiento, donde aproximadamente los primeros 30 años de utilidad no llega ni al 1% de envejecimiento, por otra parte, la Tabla 13 muestra los valores de vida útil, en los primeros 30 años solo pierde un 2% de vida útil. Luego de ese tiempo de 30 años, bastaría que transcurra 5 años más para que el transformador llegue al 100% de envejecimiento y al 0% de su vida útil.

El análisis de la condición compuesto furanos de un transformador, nos permite concluir que estos compuestos que se forman en el aceite son más dañinos para el equipo mientras más concentración de este el transformador sufre un desgaste mayor. En la Tabla 14 muestran los valores de envejecimiento son mayores al respecto del análisis de cargabilidad y temperatura, bajo esta condición el transformador llega a su 100% de envejecimiento en el año 20, también se observar que su crecimiento es casi lineal. Si lo observamos con porcentaje de vida útil necesitamos la tabla 14 donde nos indica que su vida útil llega a 0% en el mismo año.

Cuando se multiplica las dos curvas de porcentaje de vida útil se observa que el equipo llega al 0% en el año 20 de utilización del equipo. La norma ANSI/IEEE C57.91-2011 estima que un transformador tiende a llegar a su vida útil aproximadamente 25 años, presentando un prematuro envejecimiento alejado del valor nominal especificado por la norma.

Se recomienda al usuario de las baterías para subestación, ya sean de Plomo-Ácido o de Níquel-Cadmio, que una vez las mismas sean colocadas, se realice la instalación de un sistema que permita el monitoreo de profundidad de descarga y

temperatura de operación de dicho banco, evitando prematuras reposiciones de los equipos o daños irreversibles a los mismos.

Implementar un sistema de climatización para el área de instalación del banco de baterías permitirá mantener a los equipos en condiciones nominales de temperatura, lo que otorgará una mejora en la expectativa de vida, y reducción en los costos de operación en la subestación.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Díaz Navarro, Técnicas de Mantenimiento Industrial, 2<sup>da</sup> Ed. España: Calpe Institute Technology, 2010.
- [2] C. J. Zapata, Confiabilidad en la Ingeniería, 1<sup>era</sup> Ed. Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira, 2011.
- [3] G. E. Harper, Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas, 1<sup>era</sup> Ed. México: Instituto Politécnico Nacional, 1990.
- [4] J. R. Martín, Diseño de Subestaciones Eléctricas, 1<sup>era</sup> Ed. México, 1992.
- [5] Rodrigo Pascual J., Gestión Moderna del Mantenimiento, Versión 2.0. Chile: Dpto. Ing. Mecánica, Universidad de Chile, 2002.
- [6] MEGGER, Battery Testing Guide, Versión 4.0. Reino Unido, 2009.
- [7] IEEE Std 450™-2002, IEEE Recommended Practice for Maintenance, Testing, and Replacement of Vented Lead-Acid Batteries for Stationary Applications.
- [8] IEEE Std 1106™-2005, IEEE Recommended Practice for Maintenance, Testing, and Replacement of Vented Nickel-Cadmium Batteries for Stationary Applications.
- [9] PHILIPS, NICKEL-CADMIUM Battery Advantages, North America, 2010.
- [10] J. G. Farrás, Baterías de Ni-Cd. Uso y Mantenimiento, España: NTP-104, 1984.
- [11] IEEE Std C57.91™-2011, IEEE Guide for Loading Mineral Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators, New York, USA, 2012.
- [12] ANSI/IEEE C57.92-1981, Guide for loading mineral-oil-immersed power transformers up to and including 100 MVA with 55°C or 65 °C winding rise.
- [13] Nema Estándar Publication TP. 1-2002, Guide for Determining Energy Efficiency for Distribution Transformers, National Electrical Manufacturers Association, Virginia, Usa, 2002.
- [14] Lars E. Lundgaard, Walter Hansen, Dag Linhjell, Terence J. Painter , Ageing of oil-impregnated paper in power transformers, 2002.

[15] Margalló Gasco, Isabel, Diagnóstico del consumo de vida de un transformador a través del análisis de compuestos furánicos, 2012.

[16] W. Flores, E. Mombello, Senior Member IEEE, G. Rattá, Senior Member IEEE, J. A. Jardini, Fellow IEEE. `` Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos físico-químicos.

## ANEXOS

### Anexo 1

Código en Matlab para la determinación de vida útil para baterías de Plomo-Ácido, para temperaturas promedio mensuales año 2017.

```
%MATERIA INTEGRADORA INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD ESPOL 2017
%DESARROLLO DE PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN PARA
%TRANSFORMADORES Y BATERÍAS
%JOHAN GASPAS MACÍAS - ERICK POSLIGUA MUÑOZ
%CÓDIGO PARA LA DETERMINACIÓN DE VIDA ÚTIL PARA BATERÍAS PLOMO-ÁCIDO
%TEMPERATURAS PROMEDIO MENSUALES AÑO 2017

clc;

%Tiempo estimado de vida de la batería en meses (240 meses)
M=input('Expectativa de vida de la batería (MESES): ');

%Vector anual (12 meses) de temperaturas en °C
T=xlsread('Temperaturas.xlsx', 'Temperaturas', 'D6:D17');

F=0;
for i=1:12
    f=(1/(10^(-0.03648*(T(i)-25))));
    F=F+f; %Factor de degradación de la vida útil
end

Ltc=M/F; %Tiempo de vida estimada en años de la batería

fprintf('Tiempo estimado de vida de la batería: %f AÑOS\n',Ltc)
```

### Anexo 2

Código en Matlab para la determinación de vida útil para baterías de Plomo-Ácido, para temperaturas máximas promedio mensuales año 2017.

```
%MATERIA INTEGRADORA INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD ESPOL 2017
%DESARROLLO DE PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN PARA
%TRANSFORMADORES Y BATERÍAS
%JOHAN GASPAS MACÍAS - ERICK POSLIGUA MUÑOZ
%CÓDIGO PARA LA DETERMINACIÓN DE VIDA ÚTIL PARA BATERÍAS PLOMO-ÁCIDO
%TEMPERATURAS MÁXIMAS PROMEDIO MENSUALES AÑO 2017

clc;

%Tiempo estimado de vida de la batería en meses (240 meses)
M=input('Expectativa de vida de la batería (MESES): ');
```

```

%Vector anual (12 meses) de temperaturas en °C
T=xlsread('Temperaturas.xlsx', 'Temperaturas', 'F6:F17');

F=0;
for i=1:12
    f=(1/(10^(-0.03648*(T(i)-25))));
F=F+f;    %Factor de degradación de la vida útil
end

Ltc=M/F; %Tiempo de vida estimada en años de la batería

fprintf('Tiempo estimado de vida de la batería: %f AÑOS\n',Ltc)

```

### Anexo 3

Código en Matlab para la determinación de vida útil para baterías de Plomo-Ácido, para temperaturas promedio anuales para período 2006-2017.

```

%MATERIA INTEGRADORA INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD ESPOL 2017
%DESARROLLO DE PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN PARA
TRANSFORMADORES Y BATERÍAS
%JOHAN GASPAS MACÍAS - ERICK POSLIGUA MUÑOZ
%CÓDIGO PARA LA DETERMINACIÓN DE VIDA ÚTIL PARA BATERÍAS PLOMO-ÁCIDO
%TEMPERATURAS PROMEDIO ANUALES 2006-2017

clc;
%Tiempo estimado de vida de la batería en meses (240 meses)
M=input('Expectativa de vida de la batería (MESES): ');

%Vector de años
A=xlsread('Temperaturas.xlsx', 'Temperaturas', 'C21:C33');

%Vector de temperaturas en °C
t=xlsread('Temperaturas.xlsx', 'Temperaturas', 'D21:D32');

T=[];
T(1)=0;
for i=1:length(t)
    T(i+1)=t(i);
end

dp=[];
dp(1)=0;
for i=2:length(T)
    F=(12/(10^(-0.03648*(T(i)-25))) %Factor de degradación de la vida
útil
Ltc=M/F; %Tiempo de vida estimada en años
de la batería
dp(i)=(1/Ltc)*100; %Degradación Porcentual de la
batería

```

```

end

acum=0;
dp_acum=[];
for i=1:length(T)
    acum=acum+dp(i);
    dp_acum(i)=100-acum;
end

plot(A,dp_acum);
grid on;
xlabel('AÑO');
ylabel('PORCENTAJE DE VIDA');
title('PORCENTAJE DE VIDA vs AÑO');

```

#### Anexo 4

Código en Matlab para la determinación de vida útil para baterías de Plomo-Ácido, para temperaturas máximas promedios anuales para período 2006-2017.

```

%MATERIA INTEGRADORA INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD ESPOL 2017
%DESARROLLO DE PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN PARA
TRANSFORMADORES Y BATERÍAS
%JOHAN GASPAS MACÍAS - ERICK POSLIGUA MUÑOZ
%CÓDIGO PARA LA DETERMINACIÓN DE VIDA ÚTIL PARA BATERÍAS PLOMO-ÁCIDO
%TEMPERATURAS MÁXIMAS PROMEDIOS ANUALES 2006-2017

clc;
%Tiempo estimado de vida de la batería en meses (240 meses)
M=input('Expectativa de vida de la batería (MESES): ');

%Vector de años
A=xlsread('Temperaturas.xlsx', 'Temperaturas', 'C21:C33');

%Vector de temperaturas en °C
t=xlsread('Temperaturas.xlsx', 'Temperaturas', 'F21:F32');

T=[];
T(1)=0;
for i=1:length(t)
    T(i+1)=t(i);
end

dp=[];
dp(1)=0;
for i=2:length(T)
    F=(12/(10^(-0.03648*(T(i)-25)))) %Factor de degradación de la vida
útil
    Ltc=M/F; %Tiempo de vida estimada en años
de la batería

```

```

dp(i)=(1/Ltc)*100;           %Degradación Porcentual de la
batería
end

acum=0;
dp_acum=[];
for i=1:length(T)
    acum=acum+dp(i);
    dp_acum(i)=100-acum;
end

plot(A,dp_acum);
grid on;
xlabel('AÑO');
ylabel('PORCENTAJE DE VIDA');
title('PORCENTAJE DE VIDA vs AÑO');

```

## Anexo 5

Código en Matlab para la determinación de vida útil para baterías de Níquel-Cadmio.

```

%MATERIA INTEGRADORA INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD ESPOL 2017
%DESARROLLO DE PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN PARA
TRANSFORMADORES Y BATERÍAS
%JOHAN GASPAS MACÍAS - ERICK POSLIGUA MUÑOZ
%CÓDIGO PARA LA DETERMINACIÓN DE VIDA ÚTIL PARA BATERÍAS NÍQUEL-
CADMIO

clc;

fprintf('CÁLCULO DE LA VIDA ÚTIL DE BATERÍAS NÍQUEL CADMIO\n')

n=0;
while n==0
    %Temperatura de operación de la batería
    T=input('Temperatura de Operación de la Batería de Ni-Cd (25°C-
55°C):');
    if T>=25 & T<=55
        n=1;
    else
        n=0;
        fprintf('VALOR INCORRECTO - Ingrese valor de temperatura
entre 25°C y 55°C\n');
    end
end

m=0;
while m==0
    %Profundidad de descarga de la batería
    p=input('Profundidad de descarga de la batería de Ni-Cd:');

```

```

    if p>=16.66 & p<=90
        m=1;
    else
        m=0;
        fprintf('VALOR INCORRECTO - Ingrese valor de profundidad de
descarga entre 16.66 y 90%\n');
    end
end

%Ciclos carga-descarga estimados de la batería
c=(-231.688*T+19699.06)*exp(-0.035*p);
ciclos=fix(c);
fprintf('Ciclos Carga-Descarga Estimados de la Batería de Ni-Cd: %f
ciclos',ciclos)

```

## Anexo 6

Código en Matlab para la determinación de vida útil para baterías de Níquel-Cadmio (Aplicación).

```

%MATERIA INTEGRADORA INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD ESPOL 2017
%DESARROLLO DE PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN PARA
TRANSFORMADORES Y BATERÍAS
%JOHAN GASPAS MACÍAS - ERICK POSLIGUA MUÑOZ
%CÓDIGO PARA LA DETERMINACIÓN DE VIDA ÚTIL PARA BATERÍAS NÍQUEL-
CADMIO

clc;
%Tiempo estimado de vida de la batería en meses (240 meses)
M=input('Expectativa de vida de la batería (ciclos): ');

%Vector de años
a=xlsread('Temperaturas.xlsx', 'Temperaturas', 'H36:H45');
disp(a);
%Vector de temperaturas en °C
t=xlsread('Temperaturas.xlsx', 'Temperaturas', 'I36:I45');
disp(t);
%Vector de profundidad en °C
p=xlsread('Temperaturas.xlsx', 'Temperaturas', 'J36:J45');
disp(p);

A=[];
A(1)=0;
for i=1:length(a)
    A(i+1)=a(i);
end

T=[];
T(1)=0;
for i=1:length(t)
    T(i+1)=t(i);

```

```

end

dp=[];
dp(1)=0;
for i=2:length(T)
    F=(-231.688*T(i)+19699.06)*exp(-0.035*p(i)); %Factor de
    degradación de la vida útil
    dp(i)=(1/F)*M; %Degradación Porcentual de la
    batería
end

acum=0;
dp_acum=[];
for i=1:length(T)
    acum=acum+dp(i);
    dp_acum(i)=100-acum;
end

disp(dp);
disp(dp_acum);
plot(A,dp_acum);
grid on;
xlabel('AÑO');
ylabel('PORCENTAJE DE VIDA');
title('PORCENTAJE DE VIDA vs AÑO');

```

### Anexo 7

Código en Matlab para la obtención de curvas de ciclo carga-descarga vs profundidad de descarga a diferentes temperaturas.

```

%MATERIA INTEGRADORA INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD ESPOL 2017
%DESARROLLO DE PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN PARA
%TRANSFORMADORES Y BATERÍAS
%JOHAN GASPAS MACÍAS - ERICK POSLIGUA MUÑOZ

%CURVAS CICLO CARGA-DESCARGA VS PROFUNDIDAD DE DESCARGA A
%DIFERENTES TEMPERATURAS

clc;
x=16.66:1:90;
hold on;
title('Ciclos Carga-Descarga vs Profundidad de Descarga a
Diferentes Temperaturas');
ylabel('Ciclos (n)');
xlabel('Profundidad de descarga (%)');
plot(x, (13906.86*exp(-0.035*x))); %T=25°C
plot(x, (12748.42*exp(-0.035*x))); %T=30°C
plot(x, (11589.98*exp(-0.035*x))); %T=35°C
plot(x, (10431.54*exp(-0.035*x))); %T=40°C
plot(x, (9273.10*exp(-0.035*x))); %T=45°C
plot(x, (8114.66*exp(-0.035*x))); %T=50°C
plot(x, (6956.22*exp(-0.035*x))); %T=55°C

```

legend('T=25°C', 'T=30°C', 'T=35°C', 'T=40°C', 'T=45°C', 'T=50°C', 'T=55°C');  
grid on;

### Anexo 8.

Tabla de datos de placa de un transformador, para el cálculo de la capacidad térmica del transformador.

Subestación	Mapasingue
Año	2011
Marca	Trafo Equipamientos Eléctricos
Capacidad (MVA)	10/12,5
Enfriamiento	ONAN/ONAF
Peso del núcleo y bobinas (Kg)	8430
Peso del tanque (Kg)	6750
Volumen de aceite (Lts)	4162,75
Pérdidas con carga ONAN (Kw)	69,546

**Tabla 17: Datos de placa del transformador.**

### Anexo 9.

Datos de cargabilidad, dado por minutos en un día.

Tiempo (min)	Demanda (p.u.)						
10	0,1338165	370	0,1213884	730	0,1407290	1090	0,1583922
20	0,1330328	380	0,1215575	740	0,1405923	1100	0,1584993
30	0,1321176	390	0,1211615	750	0,1403647	1110	0,1584557
40	0,1314469	400	0,1210853	760	0,1403973	1120	0,1596679
50	0,1304062	410	0,1214617	770	0,1396073	1130	0,1615251
60	0,1297230	420	0,1226859	780	0,1381330	1140	0,1618428
70	0,1291114	430	0,1239368	790	0,1380470	1150	0,1611841
80	0,1280595	440	0,1250315	800	0,1377611	1160	0,1617537
90	0,1273049	450	0,1261523	810	0,1372738	1170	0,1613194
100	0,1262764	460	0,1267926	820	0,1379832	1180	0,1607758
110	0,1253571	470	0,1272965	830	0,1383383	1190	0,1597439
120	0,1240811	480	0,1283401	840	0,1384411	1200	0,1591779
130	0,1227631	490	0,1290276	850	0,1390464	1210	0,1583787
140	0,1215545	500	0,1298570	860	0,1402760	1220	0,1569582

150	0,1206640	510	0,1306646	870	0,1407231	1230	0,1557464
160	0,1199129	520	0,1311138	880	0,1415812	1240	0,1547320
170	0,1191272	530	0,1318610	890	0,1431767	1250	0,1539767
180	0,1183218	540	0,1324096	900	0,1440782	1260	0,1531177
190	0,1173691	550	0,1334150	910	0,1441943	1270	0,1519593
200	0,1166867	560	0,1345157	920	0,1461721	1280	0,1511969
210	0,1162816	570	0,1353892	930	0,1463906	1290	0,1497743
220	0,1163310	580	0,1354644	940	0,1464477	1300	0,1484890
230	0,1159914	590	0,1359510	950	0,1475080	1310	0,1473649
240	0,1161445	600	0,1366031	960	0,1488242	1320	0,1467380
250	0,1156057	610	0,1363554	970	0,1500825	1330	0,1451776
260	0,1157031	620	0,1368740	980	0,1514089	1340	0,1440006
270	0,1160035	630	0,1382022	990	0,1528244	1350	0,1433921
280	0,1161819	640	0,1384073	1000	0,1539000	1360	0,1418157
290	0,1170668	650	0,1383894	1010	0,1543473	1370	0,1409134
300	0,1169973	660	0,1390815	1020	0,1550655	1380	0,1400922
310	0,1181037	670	0,1396892	1030	0,1559031	1390	0,1394296
320	0,1185860	680	0,1395072	1040	0,1564829	1400	0,1384806
330	0,1195876	690	0,1398705	1050	0,1569027	1410	0,1374353
340	0,1203817	700	0,1408351	1060	0,1572770	1420	0,1364843
350	0,1213254	710	0,1413357	1070	0,1571777	1430	0,1358179
360	0,1216585	720	0,1412206	1080	0,1575185	1440	0,1351521

**Tabla 18: Datos de cargabilidad, dado por minutos en un día.**

### Anexo 10.

Valores relacionados de los compuestos furánicos del transformador.

Años	CO (ppb)	CO2 (ppb)	TF (ppb)	FD (ppb)	AF (ppb)	M2F (ppb)
2011	34	218	41	13	2	4
2012	40	265	54	19	2	5
2013	47	318	69	26	3	7
2014	55	381	88	36	4	8
2015	65	452	111	49	5	9
2016	75	533	139	66	6	11
2017	86	624	172	88	7	13
2018	98	726	212	115	8	15
2019	112	838	257	149	9	17
2020	126	960	310	191	10	20
2021	142	1093	370	241	11	23

2022	158	1236	438	300	12	26
2023	176	1388	513	369	14	29
2024	194	1548	595	448	15	32
2025	212	1714	683	536	17	35
2026	231	1884	778	637	18	39
2027	250	2058	877	740	20	43
2028	269	2231	980	844	22	46
2029	289	2402	1084	950	23	50
2030	310	2569	1187	1060	25	53
2031	332	2728	1289	1180	26	56
2032	355	2878	1386	1310	28	60

**Tabla 19: Datos de Compuestos Furánicos del transformador.**

### Anexo 11.

Código de Matlab para determinar la matriz el porcentaje de envejecimiento del transformador con la condición de cargabilidad y temperatura.

```
%Materia Integradora Ingeniería en Electricidad 2017-2018.
%Factor de Envejecimiento de Transformador (Cargabilidad y
Temperatura).
%Roosevelt Gaspar - Erick Posligua.
clear
clc

Datos=xlsread('DatosTransformador');

Load1=xlsread('ProyecciondeLaCarga.xlsx', 'Mapasingue');
Wnucleo=Datos(5,1); %Peso del núcleo y bobinas del
transformador en kg.
Wtanque=Datos(6,1); %Peso del tanque del transformador en kg.
Vaceite=Datos(7,1); %Volumen de aceite en litros.
Plosses=Datos(8,1); %Pérdidas del transformador a corriente
nominal.
titulo='Subestación Mapasingue';

[MM,NN]=size(Load1);
t=1440/(MM*60); %Duration of load in hours
Oft=55; %Top oil rise over ambient temperature at rated
load
Ogft=25; %Hottest spot conductor rise over top oil at rated
load
R=3.2; %Ratio of load loss at rated load to no load loss
n=0.8; %Exponential power of total loss versus top oil
temperature rise above ambient
```

```

m=0.8;           %Exponential power of winding loss versus winding
temperature rise above oil
a=0;
n=1;
%Capacidad térmica del aceite.
C=(0.1323*Wnucleo)+(0.0882*Wtanque)+(0.3513*Vaceite);
Tr=(C*Oft)/Plosses;
%Cálculo de K inicial como un promedio de las 6 cargas anteriores.
%Cálculo de Temperatura del punto más caliente.
for p=2:NN
    Load(:,1)=Load1(:,1);
    Load(:,2)=Load1(:,p);
    [M,N]=size(Load);
    a=0;
    n=1;
for i=M-6:M-1
    a=a+(Load(i,2))^2;
end
K=(a/6)^(1/2);
Ou=Oft*((R*K^2)+1)/(R+1)^n;
A=Ou;
Load(1,3)=A;
Oo=Ou;
for j=1:2
    n=n+1;
    Load(1,j+n)=A;
    Og=28.6*(K^(2*m));
    Load(1,j+n+1)=30+Og+Oo;
    for i=2:M
        K=Load(i-1,2);
        Oi=Load(i-1,j+n);
        Ou=Oft*((R*K^2)+1)/(R+1)^n;
        Oo=(Ou*(1-2.7182^(-t/Tr)))+Oi*(2.7182^(-t/Tr));
        Og=28.6*(K^(2*m));
        Load(i,j+n)=Oo;
        Load(i,j+n+1)=30+Og+Oo;
    end
    A=Load(M,j+n);
end
B(:,p-1)=Load(:,6);
end
%Calculo del Factor de Envejecimiento del Transformador por Día.
[mm,nn]=size(B);
A=350000000;
for i=1:nn
    for j=1:mm
        C(j,i)=(t*exp((15000/383)-(15000/(B(j,i)+273))));
        D(j,i)=((1/1000)-(1/200))*A*(2.7182^(-
13350/(B(j,i)+273)));
        Env(j,i)=C(j,i)+D(j,i);
    end
end
end

```

### Anexo 12.

```

%Materia Integradora Ingeniería en Electricidad 2017-2018.
%Cálculo del DP y % Envejecimiento (Compuesto furánico.)
%Roosevelt Gaspar - Erick Posligua.
clear
clc
%Valores de las constantes para determinar el DP.
Co=3204.28465136804;
a=-139.596474883902;
b=-914.931189992395;
c=-5.06571004308676;
d=210.008946806017;
e=-13.4345128720800;
f=-63.4034155470565;
%Valores de los compuestos Furanos.
CO=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'CO', 'B4:B25');
CO2=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'CO2', 'B4:B25');
TF=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'TF', 'B4:B25');
FD=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'FD', 'B4:B25');
AF=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'AF', 'B4:B25');
M2F=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'M2F', 'B4:B25');
%Cálculo para determinar el DP.
%Cálculo del porcentaje de envejecimiento (Compuestos Furanos)
for i=1:length(CO)
DP(i)=Co+(a*log10(CO(i)))+(b*log10(CO2(i)))+(c*log10(TF(i)))+(d*log10(FD(i)))+(e*log10(AF(i)))+(f*log10(M2F(i)));
TVT(i)=(100*(20.5*log(1100/DP(i))))/25;
end
disp(TVT);
x=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'CO', 'A4:A25');
z=[];
for i=1:length(TVT)
z(i)=x(i);
end
plot(z,TVT);
xlabel('Años de Operación. ');
ylabel('%Envejecimiento. ');
titulo='Envejecimiento Compuestos Furanos.';
title(titulo)
grid on

```

### Anexo 13.

Código de Matlab para el cálculo del porcentaje de envejecimiento del transformador con la condición de compuesto furánicos.

```

%Materia Integradora Ingeniería en Electricidad 2017-2018.
%Cálculo del DP y % Envejecimiento (Compuesto furánico.)
%Roosevelt Gaspar - Erick Posligua.
clear
clc
%Valores de las constantes para determinar el DP.

```

```

Co=3204.28465136804;
a=-139.596474883902;
b=-914.931189992395;
c=-5.06571004308676;
d=210.008946806017;
e=-13.4345128720800;
f=-63.4034155470565;
%Valores de los compuestos Furanos.
CO=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'CO', 'B4:B25');
CO2=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'CO2', 'B4:B25');
TF=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'TF', 'B4:B25');
FD=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'FD', 'B4:B25');
AF=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'AF', 'B4:B25');
M2F=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'M2F', 'B4:B25');
%Cálculo para determinar el DP.
%Cálculo del porcentaje de envejecimiento (Compuestos Furanos)
for i=1:length(CO)
DP(i)=Co+(a*log10(CO(i)))+(b*log10(CO2(i)))+(c*log10(TF(i)))+(d*log10(FD(i)))+(e*log10(AF(i)))+(f*log10(M2F(i)));
    TVT(i)=(100*(20.5*log(1100/DP(i))))/25;
end
disp(DP);
x=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'CO', 'C4:C25');
z=[];
for i=1:length(DP)
z(i)=x(i);
end
plot(z,TVT);
xlabel('DP. ');
ylabel('%Envejecimiento. ');
titulo='Envejecimiento vs DP Compuestos Furanos.';
title(titulo)
grid on

```

## Anexo 14.

```

%Materia Integradora Ingeniería en Electricidad 2017-2018.
%Factor de Envejecimiento de Transformador (Cargabilidad y
Temperatura).
%Roosevelt Gaspar - Erick Posligua.
clear
clc
%Condición de cargabilidad, temperatura.
fEnjTotalAcuCT=xlsread('EnvejecimientoTotal.xlsx', 'Aenvtotal1',
'B3:B22');
%Condición de Compuestos Furanos.
fEnjTotalAcuCF=xlsread('EnvejecimientoTotal.xlsx', 'Aenvtotal2',
'B3:B22');
%Cálculo de porcentaje de envejecimiento total del transformador.
for i=1:length(fEnjTotalAcuCF)
    Env_Total(i)=fEnjTotalAcuCT(i)*fEnjTotalAcuCF(i);
end
disp(Env_Total);

```

```

x=xlsread('EnvejecimientoTotal.xlsx', 'Aenvtotal2', 'A3:A24');
z=[];
for i=1:length(Env_Total)
z(i)=x(i);
end
plot(z,Env_Total);
xlabel('Años de Operación. ');
ylabel('%Envejecimiento. ');
titulo='Envejecimiento Total. ';
title(titulo)
grid on

```

### Anexo 15.

Código de Matlab para obtener la curva de la vida transcurrida de un transformador versus el DP del mismo.

```

%Materia Integradora Ingeneria en Electricidad 2017-2018.
%Calculo del DP y % Envejecimiento (Compuesto furanico.)
%Roosevelt Gaspar - Erick Posligua.
clear
clc
%Valores de las constantes para determiar el DP.
Co=3204.28465136804;
a=-139.596474883902;
b=-914.931189992395;
c=-5.06571004308676;
d=210.008946806017;
e=-13.4345128720800;
f=-63.4034155470565;

%Valores de los compuestos Furanos.
CO=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'CO', 'B4:B25');
CO2=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'CO2', 'B4:B25');
TF=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'TF', 'B4:B25');
FD=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'FD', 'B4:B25');
AF=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'AF', 'B4:B25');
M2F=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'M2F', 'B4:B25');

%Calculo para determirnar el DP.
%Calculo del porcentaje de envejecimiento (Compuestos Furanos)
for i=1:length(CO)

DP(i)=Co+(a*log10(CO(i)))+(b*log10(CO2(i)))+(c*log10(TF(i)))+(d*log10(FD(i)))+(e*log10(AF(i)))+(f*log10(M2F(i)));
TVT(i)=20.5*log(1100/DP(i));
end
disp(DP);
x=xlsread('CompuestoFuranos.xlsx', 'CO', 'C4:C25');
z=[];
for i=1:length(DP)

```

```
z(i)=x(i);  
end  
plot(z,TVT);  
xlabel('DP.');
```

Tiempo de vida transcurrido [AÑOS].;

```
titulo='Tiempo de vida transcurrido vs DP Compuestos Furanos.';  
title(titulo)  
grid on
```