



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Mecánica

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE ANÁLISIS DEL RIESGO DE FALLA EN  
TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA UTILIZANDO TECNOLOGÍAS DE  
MANTENIMIENTO PREDICTIVO NO INTRUSIVO**

**Haroldo René Dardón Yon**

Asesorado por el MSc. Ing. Javier Quan Hidalgo

Guatemala, febrero de 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE ANÁLISIS DEL RIESGO DE FALLA EN  
TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA UTILIZANDO TECNOLOGÍAS DE  
MANTENIMIENTO PREDICTIVO NO INTRUSIVO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**HAROLDO RENÉ DARDÓN YON**  
ASESORADO POR EL MSC. ING. JAVIER QUAN HIDALGO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO MECÁNICO**

GUATEMALA, FEBRERO DE 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Raúl Eduardo Ticún Córdova
VOCAL V	Br. Henry Fernando Duarte García
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Herbert René Miranda Barrios
EXAMINADOR	Ing. Edwin Antonio Alvarado Carío
EXAMINADOR	Ing. Oscar Eduardo Maldonado de la Roca
EXAMINADOR	Ing. David Jonathan Spiegelers Castañeda
SECRETARIA	Inga. Gilda Marina Castellanos de Illescas

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

### **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE ANÁLISIS DEL RIESGO DE FALLA EN TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA UTILIZANDO TECNOLOGÍAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO NO INTRUSIVO**

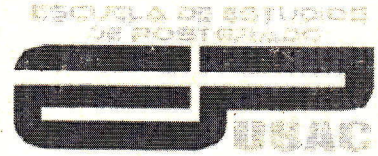
Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 6 de marzo de 2015.

**Haroldo René Dardón Yon**



**USAC**  
**TRICENTENARIA**  
 Universidad de San Carlos de Guatemala

**Escuela de Estudios de Postgrado**  
**Facultad de Ingeniería**  
**Teléfono 2418-9142 / Ext. 86226**



AGS-MIMPP-005-2015

Guatemala, 06 de noviembre de 2015.

Director  
**Julio César Campos Paiz**  
 Escuela de Ingeniería Mecánica  
 Presente.

Estimado Director:

Reciba un atento y cordial saludo de la Escuela de Estudios de Postgrado. El propósito de la presente es para informarle que se ha revisado los cursos aprobados del primer año y el Diseño de Investigación del estudiante **Haroldo René Dardón Yón** con carné número **83-11253**, quien opto la modalidad del "PROCESO DE GRADUACIÓN DE LOS ESTUDIANTES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA OPCIÓN ESTUDIOS DE POSTGRADO". Previo a culminar sus estudios en la **Maestría de Ingeniería en Mantenimiento**.

Y si habiendo cumplido y aprobado con los requisitos establecidos en el normativo de este Proceso de Graduación en el Punto 6.2, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Decimo, Inciso 10.2, del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011, firmo y sello la presente para el trámite correspondiente de graduación de Pregrado.

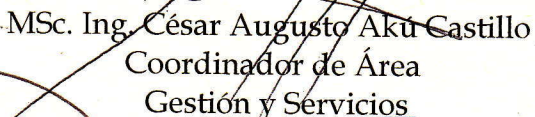
Sin otro particular, atentamente,

*"Id y Enseñad a Todos"*



MSc. Ing. Javier Quan Hidalgo  
 Asesor (a)

**Ing. Javier Quan**  
**Colegiado No. 10939**



**César Akú Castillo MSc.**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**  
**COLEGIADO No. 4.073**

MSc. Ing. César Augusto Akú Castillo  
 Coordinador de Área  
 Gestión y Servicios



MSc. Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos  
 Director  
 Escuela de Estudios de Postgrado





**USAC**

TRICENTENARIA

Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Ingeniería Mecánica

Ref.E.I.M.086.2016

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica, de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Director de la Escuela de Estudios de Postgrado al trabajo de graduación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE ANÁLISIS DEL RIESGO DE FALLA EN TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA UTILIZANDO TECNOLOGÍAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO NO INTRUSIVO**, del estudiante **Haroldo René Dardón Yon** y luego de haberlo revisado en su totalidad, procede a la autorización del mismo.

**"Id y Enseñad a Todos"**



Ing. Roberto Guzmán Ortiz  
Director

Escuela de Ingeniería Mecánica



Guatemala, febrero de 2016

/aej



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica, al trabajo de graduación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE ANÁLISIS DEL RIESGO DE FALLA EN TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA UTILIZANDO TECNOLOGÍAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO NO INTRUSIVO**, presentado por el estudiante universitario: **Haroldo René Dardón Yon**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco  
Decano



Guatemala, febrero de 2016

## **ACTO QUE DEDICO A:**

<b>Dios</b>	Por ser mi refugio y fortaleza.
<b>Mis padres</b>	Pablo Dardón y Rosario Yon de Dardón (q. e. p. d.), por enseñarme a luchar ante toda adversidad y mostrarme que debemos ser de bendición para otros.
<b>Mi abuela</b>	Jesús Clavería, por representar dignidad aún en las limitaciones.
<b>Mi tía abuela</b>	María Antonieta Durán, por ser un faro guía en momentos difíciles.
<b>Mis hermanos</b>	Iliana y Stanley Dardón, por ser como son.
<b>Mi socio</b>	José Álvarez, por ser un buen amigo.
<b>Mis amigos</b>	Porque son para siempre.



## **AGRADECIMIENTOS A:**

**Universidad de San  
Carlos de Guatemala**

Por la gran oportunidad.

**Facultad de Ingeniería**

Por ser mi casa de estudios.

**Mi asesor**

Ing. Javier Quan, por la asesoría y el apoyo  
brindado en el desarrollo de este trabajo.

**Diatec, S. A.**

Por permitirme utilizar las tecnologías para  
desarrollar este trabajo y confiar en mí, aún en  
los momentos más difíciles.

**Fraternidad Cristiana**

Por ayudarme a hacer las paces con Dios.

**Iniciativa privada**

Por las múltiples empresas que me han confiado  
el desarrollo de sus actividades.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS .....	VII
GLOSARIO .....	IX
RESUMEN.....	XV
1. INTRODUCCIÓN .....	XVII
2. ANTECEDENTES .....	1
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	9
4. JUSTIFICACIÓN .....	13
5. OBJETIVOS .....	15
5.1.    Objetivo general .....	15
5.2.    Objetivos específicos.....	15
6. ALCANCES .....	17
7. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL.....	19
7.1.    Definiciones generales y componentes de transformadores de potencia .....	19
7.1.1.    Transformadores de potencia .....	21
7.1.2.    Transformadores con gas inerte .....	22
7.1.3.    La cuba de un transformador.....	22

7.1.4.	Núcleo de un transformador .....	23
7.1.5.	Embobinado de un transformador .....	23
7.1.6.	Aislamiento celulósico .....	23
7.1.7.	Radiadores de transformadores .....	24
7.1.8.	Aceite dieléctrico .....	24
7.2.	Análisis de fallas .....	24
7.2.1.	Monitoreo de condición .....	26
7.3.	Fallas en transformadores eléctricos de potencia .....	31
7.4.	Análisis de riesgos .....	40
7.5.	Termografía.....	42
7.6.	Ultrasonido .....	42
7.7.	Mantenimientos predictivos enfocados a monitoreo de condición .....	45
7.8.	Estudio termográfico .....	46
7.9.	Estudio ultrasónico.....	49
7.10.	Análisis VOSO .....	50
7.11.	Normas y procedimientos internacionales.....	51
8.	HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN.....	53
9.	CONTENIDO .....	55
10.	ÍNDICE PROPUESTO .....	57
11.	MÉTODOS Y TÉCNICAS .....	61
12.	METODOLOGÍA .....	63
13.	CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.....	65

14.	RECURSOS NECESARIOS.....	67
14.1.	Presupuesto .....	67
14.1.1.	Descripción de los gastos .....	67
15.	BIBLIOGRAFÍA .....	71
16.	ANEXOS .....	75



# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1.	Curva de probabilidad de falla en transformadores en función de su edad .....	2
2.	Anomalías y sus consecuencias en transformadores de potencia .....	3
3.	Proceso de degradación del dieléctrico líquido y el material celulósico .....	5
4.	Diagrama causa-efecto de Ishikawa aplicado en transformadores de potencia.....	7
5.	Componentes de un transformador trifásico .....	20
6.	Curva P- F de resistencia a la falla de los equipos.....	25
7.	Curva de patrón de falla o de la bañera .....	28
8.	Curva de patrón de falla o de la bañera enfocado a la mortalidad infantil .....	28
9.	Variantes de curva de patrón de falla.....	29
10.	Expectativa de vida del papel aislante en función de la temperatura ...	34
11.	Curva de distribución de temperaturas en un transformador de potencia.....	37
12.	Curva de costos y disponibilidad de mantenimiento .....	38
13.	Gráfico patrón de descargas parciales dentro de una onda fundamental .....	44
14.	Patrón de las descargas parciales en el caso de lámina dieléctrica ....	45
15.	Equipos termográficos.....	48
16.	Equipo ultrasónico.....	50
17.	Cronograma de actividades .....	65

## TABLAS

I.	Objetivos de monitoreo de condición aplicadas a transformadores de potencia .....	26
II.	Técnicas de monitoreo de condición aplicadas a transformadores de potencia .....	27
III.	Expectativa de vida útil de los transformadores en función del calor ....	35
IV.	Expectativa de vida del transformador de acuerdo con ecuación Arrhenius .....	36
V.	Fallas asociadas a cada síntoma y tabulación de datos de la muestra.....	39
VI.	Inversión en equipos termográficos .....	67
VII.	Inversión en equipos ultrasónicos.....	68
VIII.	Costos de ejecución del trabajo .....	69
IX.	Inversión total para la realización del trabajo.....	70
X.	Alternativa para subcontratación del servicio.....	70

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>db</b>	Decibel
<b>°C</b>	Grados centígrados
<b>Hz</b>	Hertz
<b>kHz</b>	Kilohertz
<b>MHz</b>	Megahertz
<b>m</b>	Metros
<b>%</b>	Porcentaje
<b>Q</b>	Quetzal, moneda de Guatemala





## **GLOSARIO**

### **ADIR**

Administración integral de riesgos: conjunto de acciones relacionadas con prevención y mitigación de riesgos en las cuales se pretende reducir la vulnerabilidad de un suceso o mitigar los daños a partir de la eliminación de la amenaza o fortalecer las capacidades y condiciones de mantenimiento no adecuado; se convierten en amenaza para incendios, explosiones e interrupción de negocios.

### **Amenaza**

Es cualquier condición que representa riesgo para la operación y mantenimiento de los equipos, ya que las capacidades no están fortalecidas y hacen vulnerable a daños la integridad de los equipos, provocan riesgos al personal y comprometen la operación y mantenimiento.

### **Anomalía**

Condición no adecuada del estado de los equipos que por debilidad en mantenimiento presenta riesgo de incidentes.

<b>ASTM</b>	<i>(American Society For Testing Materials)</i> . Dicta normas y procedimientos para lograr la excelencia a nivel mundial.
<b>Calibraciones</b>	Procedimiento de verificación y ajustes de precisión de los equipos para garantizar su función.
<b>Calor radiante</b>	Calor que un objeto transmite a la atmósfera que dependiendo de la emisividad y reflectividad, puede ser medido con equipo termográfico.
<b>Capacidad</b>	Con referencia a las anomalías o condiciones inseguras, son los recursos que tiene la empresa para tomar el control de los siniestros para que no provoquen pérdidas totales.
<b>Certificaciones</b>	Documentos que hacen constar que la persona ha sido técnicamente capacitada, ha finalizado los cursos teórico-prácticos y aprobado los exámenes correspondientes con notas satisfactorias.
<b>Condición insegura</b>	Cuando el equipo opera en condición de falla dentro de la curva P-F se pierden las capacidades de operación de manera segura, incrementando la probabilidad de ocurrencia de un incidente.

**Curva P-F**

Gráfica que muestra las áreas de control y falla en la vida útil de un equipo. Los mantenimientos predictivos bien aplicados mantienen el control de operación y mantenimiento de los procesos.

**Emisividad**

Capacidad del objeto de transmitir calor a la superficie, de tal manera que lo que se mida en dicho punto con el equipo termográfico refleje exactamente la temperatura del mismo.

**HAZOP o AFO**

(Análisis funcional de operatividad). Es una técnica inductiva de identificación de riesgos basada en la premisa de que los accidentes se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso, respecto de los parámetros normales de operación. La característica principal del método es que es realizado por un equipo pluridisciplinario de trabajo.

**No intrusivo**

Mantenimiento que no interfiere con la operación normal de los equipos y se maneja a distancia; está asociado a servicios predictivos para medición de temperaturas, ruidos, entre otros.

<b>OFAF</b>	<i>(Oil Forced and Air Forced)</i> . Similar a ONAF pero con circulación forzada de aceite (utiliza bombas para recirculación de aceite en el transformador).
<b>ONAF</b>	<i>(Oil Natural and Air Forced)</i> . Similar a ONAN pero con ventilación forzada (utiliza ventiladores entre radiadores).
<b>ONAN</b>	<i>(Oil Natural and Air Natural)</i> . Indicativo del tipo de enfriamiento de los transformadores de potencia sumergidos en dieléctrico líquido con circulación de aceite y ventilación natural.
<b>Opaco termografía</b>	Son los elementos que en el planeta Tierra son capaces de permitir el paso de ondas electromagnéticas a través de ellas sin filtrar la correspondiente longitud de onda del infrarrojo.
<b>Pérdida total</b>	Ocurre cuando las condiciones anómalas generan incidentes y esto se convierte en siniestros que dañan completamente la integridad de los equipos y personal, generando alta severidad de destrucción.

<b>Reflectividad</b>	Característica de un material con baja emisividad; mientras mayor sea la reflectividad, menor será la emisividad y viceversa.
<b>SERGI</b>	( <i>Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles</i> ). Es una compañía dedicada a la protección activa de transformadores eléctricos de potencia.
<b>Siniestralidad</b>	Suceso histórico que muestra la recurrencia de daños que generan pérdidas en un equipo o una empresa de cualquier giro de negocios.
<b>Termografía</b>	Ciencia que trabaja en el espectro electromagnético dentro de la longitud de onda correspondiente al infrarrojo, que la faculta para medir la radiación de un objeto que mediante la electrónica se convierte en imágenes termográficas, las cuales muestran valores de temperatura. La recolección de información no necesita contacto sobre el objeto que se quiere medir.
<b>Ultrasonido aéreo</b>	Ciencia que permite interpretar distorsiones en equipos eléctricos que son reflejadas como sonidos de alta frecuencia; el medio de recolección de datos es sin contacto y opera

en frecuencias de 40 KHz. El oído humano no es capaz de escuchar más allá de 17 KHz.

### **Ultrasonido estructural**

Técnica derivada del ultrasonido aéreo que se vale del contacto y módulos de recolección específicos para detectar anomalías en equipos que tienen variaciones en su operación, tales como rodamientos en equipos rotativos y detección de presencia de descargas parciales en embobinados de transformadores.

### **Ventana termográfica**

Elemento transparente para la longitud de onda correspondiente al infrarrojo y opaca para el visual. Para su instalación el elemento se empotra en las paredes del equipo que protege el interior donde se encuentran las conexiones.

### **VOSO**

(Ver, oler, sentir y observar). Es una técnica de mantenimiento que aprovecha las capacidades humanas para detectar anomalías y se basa en la percepción de acuerdo con patrones.

### **Vulnerabilidad**

El daño al que se está expuesto cuando las condiciones de operación y mantenimiento se realizan bajo esquema de anomalías e incidentes.

## RESUMEN

Los transformadores de potencia son equipos eléctricos indispensables para la operación de todo tipo de instalación que dependa de su función elevar o bajar voltajes para la línea de distribución del servicio, por lo que no es posible imaginar anomalías que no sean detectadas y generen daños consecuenciales severos.

El diseño de los equipos corresponde a características específicas de acuerdo con el diseño de instalaciones, demanda de carga y entorno. La vida útil de los transformadores depende fundamentalmente de la correcta instalación, adecuada selección, condiciones de operación y mantenimiento. Toda herramienta que ayude a mantener condiciones ideales es válida porque se complementa con otro tipo de servicios.

El deterioro de un transformador está ligado a la temperatura de operación. Al ser excedido el límite de temperatura más allá de su capacidad reduce drásticamente la vida útil, mostrando síntomas como: convección deficiente de acuerdo con el tipo de enfriamiento, deterioro de papel aislante con generación de gases combustibles, pérdida de las propiedades del dieléctrico, presencia de descargas parciales en el interior de la unidad. (Acelera el envejecimiento e incrementa la probabilidad y severidad de una falla).

La fortaleza de los mantenimientos aplicados a los transformadores, los cuales deben estar enfocados a monitoreo de condición y no a la búsqueda de fallas, las cuales al ser detectadas tardíamente causan daños irreversibles.



La detección de síntomas por condiciones anómalas en el transformador se manifiesta principalmente por incremento de temperatura y ruido anormal en alta y baja frecuencia, que pueden ser detectadas en operación.

Para direccionar de una mejor manera el mantenimiento de transformadores de potencia es necesario jerarquizar las consecuencias a partir de un análisis de riesgo para obtener una matriz de criticidad. Cuando se identifica el alcance del daño que al que se podría estar expuesto si no se toman acciones prontas para solucionar, se puede dar mucha importancia y destinar recursos para soluciones innecesarias.

El mantenimiento de equipos de procesos y servicios está ligado al buen desempeño de su función, variables adicionales podrían no estar dentro del control seguro de operación y mantenimiento. En la cultura moderna no es tolerable que se pierdan vidas o que se presenten lesiones como parte de la actividad normal. Por lo que se debe hacer todo lo posible para eliminarlas. El monitoreo de condición de los transformadores de potencia se enfoca en verificar el comportamiento de valores de síntomas del comportamiento, de tal manera que si se presentan fallas estas serán manifiestas en los parámetros a medir.

# 1. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo evaluará la aplicación simultánea de las tecnologías de mantenimiento predictivo como: termografía, ultrasonido y análisis VOSO aplicadas a transformadores de potencia para ser implementadas dentro de cualquier tipo de empresa, para detectar anomalías en diferentes etapas bajo las condiciones que el equipo tenga en el momento de la toma de lecturas.

Las aplicaciones se harán a varias empresas en un período determinado, que serán comparadas con datos de placas de los equipos medidos.

El primer capítulo recopila de la información técnica de los transformadores de potencia sumergidos en dieléctrico líquido a los que se tuvo acceso, así como aspectos generales de la operación y mantenimiento individual. Se revisan equipos de medición termográficos, ultrasónicos y preparación para análisis VOSO.

En el segundo capítulo, previo a la realización de cualquier actividad, se analizarán los riesgos a los que podría estar expuesto el operador de los equipos de medición termográfico, ultrasónico y análisis VOSO, para respetar los criterios de la empresa propietaria del transformador de potencia en materia de seguridad industrial donde se realice la actividad, con la normativa ASTM E1934-99 A.

El tercer capítulo, de acuerdo con un muestreo de transformadores, describe cómo se aplicará en su orden el análisis VOSO, termográfico y ultrasónico con la siguiente premisa: “si se encuentran anomalías o fallas

importantes en la primera aplicación, automáticamente se descartan las siguientes tecnologías". Se realizará la toma de datos según la norma ASTM E1934-99A. Se estipulará una metodología para efectuar la lectura de datos, identificando los parámetros necesarios y no necesarios por análisis VOSO utilizando la tecnología termográfica y ultrasónica.

En el cuarto capítulo se analizarán los resultados mediante el uso de software profesional por tecnología-termografía y la misma actividad para ultrasonido cuando sea posible grabar lecturas. La compilación de resultados para integrar un solo reporte complementado con análisis VOSO, mostrará los aspectos más relevantes a considerar para cada aplicación tecnológica en los transformadores de potencia.

En el capítulo quinto, mediante el uso de resultados, se analizará la vulnerabilidad de riesgos asociados a las unidades de transformación y a las amenazas a que estaría expuesto de acuerdo con anomalías encontradas.

Se enumerarán algunos de los trabajos adicionales que podrían ser necesarios por reparaciones en caso se encontraran condiciones anómalas, estableciendo costos estimados de aplicación repetitiva de la tecnología predictiva, otras técnicas de análisis, costos de reparación y reemplazo de equipos.

## 2. ANTECEDENTES

Existen transformadores eléctricos en la industria general en Guatemala que podrían superar los 30 años de servicio que no han manifestado problemas en cuanto a su capacidad, integridad y confiabilidad; en cambio existen unidades nuevas cuya falla ha sido prematura. En general se deben a muchos factores dentro de los que se pueden citar el diseño de las instalaciones, las características de fabricación, transporte, eficiencia del enfriamiento, tipo de dieléctrico líquido utilizado, niveles de carga, protocolos de prueba no satisfactorios, entre otros.

Cuando una unidad de transformación muestra anomalías sensibles a las capacidades humanas tales como calor excesivo, olores y ruido, son indicativos de problemas mayores que están dentro de la condición de falla. Si la unidad está protegida, implica disparos frecuentes interrumpiendo la función; usualmente el transformador tiene sistemas de monitoreo en línea, así como protecciones, pero si no son confiables por haber perdido su sensibilidad y velocidad por tiempo de respuesta, el riesgo es mayor.

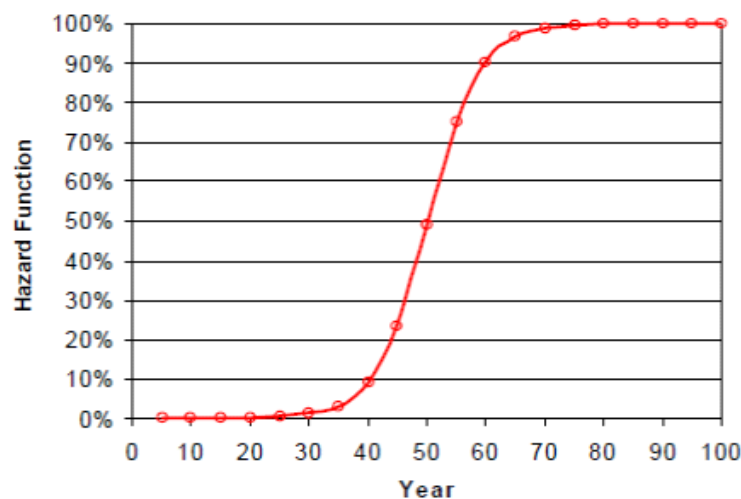
La utilización de tecnología predictiva sin considerar criterios de falla y riesgos asociados al mal funcionamiento de los equipos, puede representar agravaciones especiales de riesgo de las unidades, generando pérdidas por incendio, explosión, daños consecuenciales e interrupción de operación/negocios.

De acuerdo con *Serveron Corporation* (2001) el promedio de edad de un transformador de potencia en Estados Unidos es de 35 años. Esto significa que

muchos de ellos, con una vida esperada entre 40 y 50 años, están llegando al término de su vida útil. Considerando que al llegar a cierto tiempo de uso, las empresas deciden dar de baja a sus equipos que usualmente son adquiridos por empresas latinoamericanas.

*Société Générale d'Etudes et de Réalisations Industrielles, SERGI* (2002), concluyó que después de estudio vía internet de búsqueda de eventos por explosión e incendio en transformadores en Estados Unidos, contabilizando 730 casos, por lo que se estima una probabilidad de ocurrencia 4,12%. La edad de los transformadores es un factor importante a tener en cuenta cuando se evalúa el riesgo de fallo. Se puede esperar una vida media de un transformador de unos 40 años.

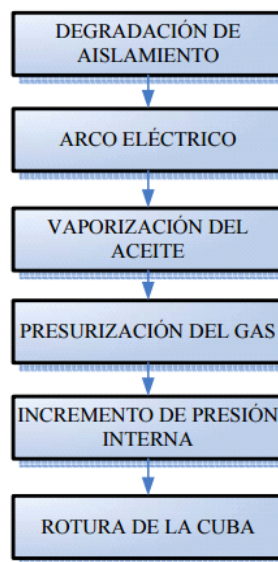
Figura 1. **Curva de probabilidad de falla en transformadores en función de su edad**



Fuente: MARTÍNEZ, Marco. *Mantenimiento predictivo a transformadores*. p. 22.

La figura 1 muestra que los transformadores pueden ser confiables hasta los 30-40 años; si se mantienen las condiciones adecuadas de operación y mantenimiento más allá de esa edad, el deterioro es exponencial.

Figura 2. **Anomalías y sus consecuencias en transformadores de potencia**



Fuente: MARTÍNEZ, Marco. *Mantenimiento predictivo a transformadores*. p. 48.

En la figura 2 se muestran anomalías en la parte superior y los daños en el orden que se manifiestan hasta llegar a la destrucción total de la unidad. En los anexos se muestran otras fallas y sus consecuencias.

Para el mantenimiento, “el monitoreo de condición de operación es una buena herramienta para identificar condiciones anómalas que pudieran significar presencia de fallas incipientes”. Martínez (2008) concluye que “las fallas en los transformadores pueden ser previstas con un seguimiento a los análisis periódicos realizados a su aceite dieléctrico, durante la operación del

mismo; las fallas de fábrica, de transporte y durante el montaje, se presentan en corto plazo, por lo que cualquier equipo eléctrico de potencia importante debe ser estrictamente vigilado para que pueda ser calificado confiable para su operación continua y ser sometido a un programa definido de monitoreo durante el resto de su vida de operación”.

Los transformadores son vulnerables a diferentes variables durante su vida útil de acuerdo con las características de diseño, instalación, transporte, operación, mantenimiento, carga, enclaustramiento, entre otras. Al presentar falla en estos equipos eléctricos, se manifiestan emisiones anormales de gases, presencia de agua, calor y ruidos que pueden ser medibles en etapas incipientes mediante la utilización de tecnologías predictivas no intrusivas.

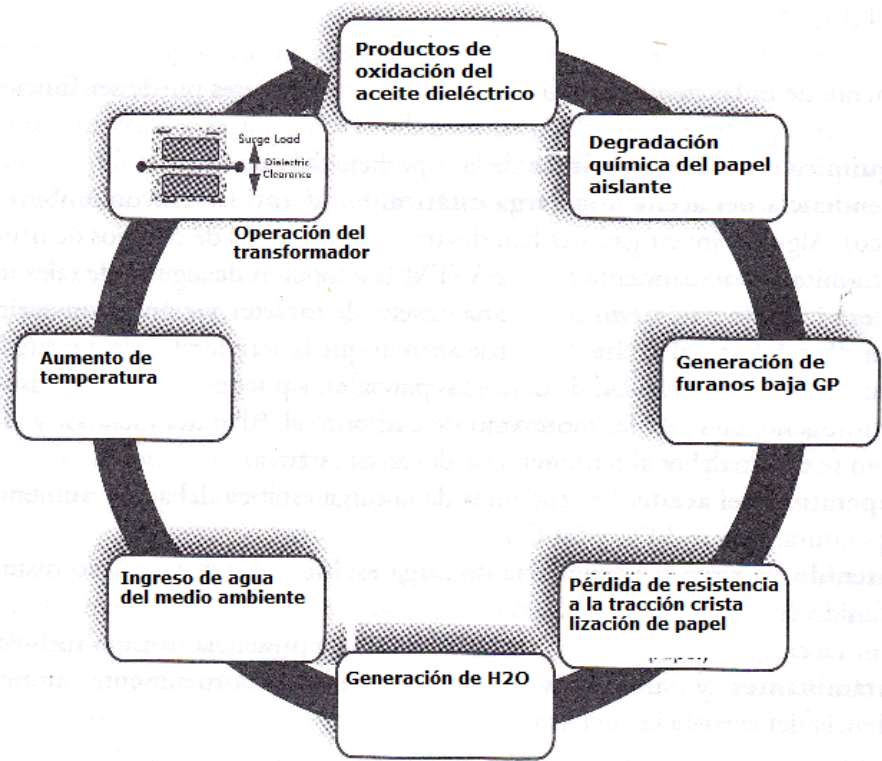
Conforme a los requerimientos del cliente, los transformadores de potencia se diseñan para demandas de carga específicas y un factor de seguridad”. Martínez (2008) deduce: “si las sobrecargas a que se sujeta el transformador no han sido tomadas en cuenta durante el diseño del aparato, se sujetará a un envejecimiento acelerado que destruirá sus aislamientos y su falla se definirá por un cortocircuito entre espiras”. No respetar los criterios del fabricante para la función adecuada del equipo puede ser un factor determinante que limite su función.

El factor de servicio de un transformador está determinado individualmente por la temperatura de operación y la carga a la cual está sujeto, según especificaciones de su fabricante; el exceder estos valores puede reducir drásticamente la vida útil de la unidad, ocasionando envejecimiento prematuro.

Un buen programa de mantenimiento busca tener el control general de las condiciones del equipo. En su trabajo de investigación, Martínez (2008) indica

que “por razones económicas y operativas, el transformador es un elemento que no se puede estar desenergizando (...) se hace indispensable efectuar mantenimiento predictivo al aceite dieléctrico mineral que posee, sacando muestras del mismo para realizar ensayos no destructivos que indiquen el estado de operación del mismo”. El costo de realizar mantenimientos a los equipos puede agregar variables adicionales asociadas con la mortalidad infantil o falla prematura postreparación, agregando los costos por los análisis de laboratorio.

Figura 3. **Proceso de degradación del dieléctrico líquido y el material celulósico**



Fuente: GALLO, Ernesto. *Diagnóstico de transformadores en campo*. p. 52.



En la figura 3 se muestra el ciclo de operación en el transformador de potencia y el orden en que se da el deterioro, que a su vez se manifiesta como incremento de temperatura y ruido.

Los costos de interrupción para realizar rutinas de servicios son altos. A partir de los conceptos vertidos sobre la importancia de los transformadores, las aplicaciones de nuevas tecnologías para monitoreo de equipos basados en condición y no a la búsqueda de fallas, se busca elevar la confiabilidad del mantenimiento, evitando fallas irreversibles ocasionando envejecimiento prematuro.

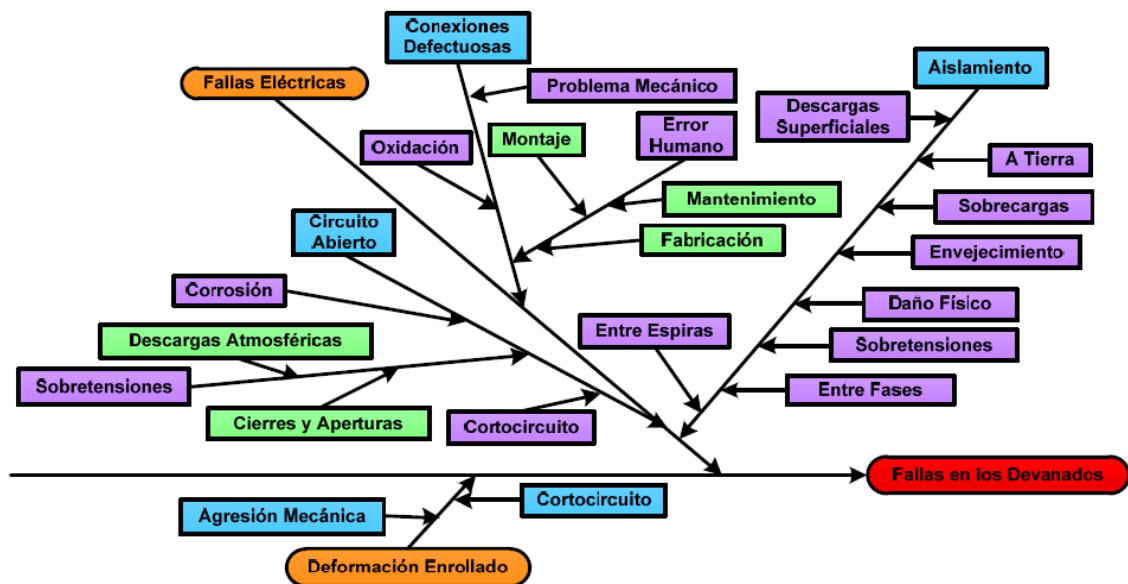
La inversión en la aplicación de tecnologías de mantenimiento predictivo como termografía y ultrasonido comparada con otro tipo de pruebas, resulta más económica y puede realizarse de manera segura bajo las mejores condiciones para obtener los resultados esperados.

El papel aislante media vez ha sido despolimerizado pierde sus propiedades estructurales y químicas, el costo de reemplazo es muy alto comparado contra la adquisición de uno nuevo. El costo-beneficio de un mantenimiento predictivo basado en condición radica en mantener el monitoreo de la unidad en la zona de tranquilidad, para evitar aproximarse al punto de falla. Es decir, no tener deterioro acelerado de los elementos más débiles, que de no ser atendidos se convertirían de agravaciones especiales de riesgo de falla y consecuente interrupción de negocios.

El conocimiento de las condiciones de diseño de instalaciones, características de la unidad, condiciones de operación y mantenimiento son importantes para definir una estrategia de análisis.

Gallo (2010) también menciona que se deben “conocer los antecedentes históricos del transformador y qué decisiones han sido tomadas en su momento para que quien intervenga el transformador esté informado y se prepare para ello”. Los mantenimientos que se programen con el uso de tecnologías predictivas no intrusivas como termografía, ultrasonido y análisis VOSO son vitales por ser más frecuentes. Identificar la gravedad de sucesos frecuentes y poco frecuentes puede ser una herramienta muy útil para definir la estrategia de mantenimiento basada en monitoreo de condición y no de fallas.

Figura 4. **Diagrama causa-efecto de Ishikawa aplicado en transformadores de potencia**



Fuente: PÉREZ, Rómulo. *Evaluación por riesgo del peso de las fallas en transformadores de potencia*. p. 4.

La figura 4 muestra las probables fallas en los transformadores y cómo pueden incidir en el deterioro de la unidad desde condiciones incipientes hasta la falla total.

El personal que realizaría los trabajos está certificado para termografía y ultrasonido, además de cursos de especialización para reforzamiento de conocimientos. Los equipos de medición que se han nombrado están calibrados desde la fábrica, por lo que la precisión de medición se mantiene toda vez se respete la norma ASTM.

Lo más importante para cualquier empresa es garantizar la vida de su personal, las actividades que se realizan están enfocadas en ello. Cada día cobra más importancia la identificación y control de posibles sucesos que presentan una baja probabilidad pero consecuencias graves, sobre todo en organizaciones que operan en industrias con riesgo, para lo cual el mantenimiento toma parte activa integrándose con la gestión de riesgo porque analiza cualquier anomalía desde la fase incipiente y no cuando está en condición de falla (García, 2004, p.18). Las herramientas predictivas no intrusivas como termografía y ultrasonido permiten realizar estudios con una mayor frecuencia de manera más segura, reduciendo el riesgo al personal de operación y mantenimiento.

### **3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La necesidad de implementar la aplicación simultánea de tecnologías de mantenimiento busca apoyar al mantenimiento predictivo no intrusivo basado en condición de operación, funcionamiento y no en búsqueda de fallas, está tomando un rol importante en relación con el impacto en las estrategias de mantenimiento que se deben ejecutar.

Cuando un transformador eléctrico de potencia falla, muestra anomalías sensibles a las capacidades humanas tales como calor excesivo al tacto, olor a aceite quemado y ruido de baja frecuencia, que son indicativos de problemas mayores, adicionalmente; si la unidad carece de protecciones implica probable agravación especial del riesgo de falla con exposición a incendio, explosión, entre otros.

Pretender ahorro económico en contra de no utilizar tecnologías de mantenimiento predictivo como termografía y ultrasonido en transformadores que son unidades críticas para la operación de todo tipo de empresa que depende de suministro eléctrico para su operación, podrían representar condiciones de riesgos, comprometiendo la integridad del equipo, riesgo a la vida e interrupción de negocios para los cuales los costos son muy elevados.

Las tecnologías predictivas mencionadas son capaces de detectar los problemas cuando se manifiestan en estado incipiente (imperceptibles a las capacidades humanas).

### Preguntas de investigación:

- Pregunta general: ¿Es posible determinar la integridad instantánea de un transformador eléctrico de potencia del tipo sumergido en dieléctrico líquido tipo ONAN, ONAF u OFOAF, mediante la utilización simultánea de tecnologías de mantenimiento predictivo como termografía y ultrasonido complementadas con análisis VOSO, sin interrumpir la operación normal de los procesos de la empresa?
  
- Preguntas específicas:
  - ¿Es posible mediante la aplicación de tecnología predictiva no intrusiva como la termografía infrarroja determinar la existencia de anomalías en transformadores de potencia a partir de los síntomas, como incremento/decremento de temperatura o ausencia de convección en etapas incipientes?
  
  - ¿Es posible mediante la aplicación de tecnología predictiva no intrusiva como el ultrasonido por contacto, detectar la existencia de anomalías eléctricas en transformadores de potencia a partir de los síntomas como ruido en alta frecuencia por encima de 20 KHz en etapas incipientes?
  
  - ¿Podrá verificarse la integridad de los transformadores de potencia mediante la aplicación de tecnología predictiva no intrusiva como el análisis VOSO, identificando fugas de aceite, olores a quemado o daño superficial?

- ¿Podría ser eficaz la integración simultánea de las tres tecnologías predictivas al ser utilizada en transformadores eléctricos de potencia, sin que la edad sea un factor de restricción, para detectar anomalías?
- ¿Facilitaría el análisis de riesgo por incendio y explosión la integración de los resultados obtenidos de las mediciones en los mantenimientos predictivos a los transformadores eléctricos de potencia?
- ¿Es justificable económicamente la inversión en las tecnologías predictivas, comparada contra un mantenimiento preventivo enfocado a búsqueda de fallas?



## 4. JUSTIFICACIÓN

El proyecto de investigación es de carácter metodológico y cumple con dos líneas de investigación como: mantenimiento predictivo y seguridad industrial. La base experimental consistirá en realizar mediciones a un número finito de transformadores eléctricos de potencia sumergidos en dieléctrico base mineral del tipo ONAN, ONAF y OFAF.

Para las unidades a las que se tenga acceso no se establecerán tendencias a partir de los resultados obtenidos, por no poder establecer correlación entre sí. Por lo que se procederá a realizar comparativos mediante gráficos de barras en programa Microsoft Excel.

La aplicación simultánea de las tecnologías predictivas como termografía, ultrasonido y análisis VOSO, podría lograr en el corto plazo identificar la existencia de riesgos asociados a condiciones anómalas que se pudieran encontrar en los estudios realizados, si estas no existieran, tener la tranquilidad que la aplicación ha sido efectiva.

El estudio es relevante porque está uniendo dos tecnologías: termográfica y ultrasónica, que observan lo que los sentidos visual y auditivo humano no pueden captar, además del VOSO que funciona bien cuando se está cerca del equipo y se encuentran otras anomalías que normalmente pasarían desapercibidas con la aplicación de las dos herramientas mencionadas. Para que los procedimientos en las aplicaciones tecnológicas sean confiables el personal está acreditado con certificaciones internacionales, nivel I, en las tecnologías termográfica y ultrasónica.



En aspectos de seguridad estos se apegan a procedimientos normados por organismos internacionales específicamente la Normativa [E1934-99A validada en el 2010] "*Standard Guide for Examining Electrical and Mechanical Equipment with Infrared Thermography*" aplica a procedimientos seguros, responsabilidad personal y contenido de reportes.

En el tema económico puede ser aprovechado como herramienta de negociación con las compañías aseguradoras al ser capaces de mostrar tendencias de comportamiento adecuado de los transformadores para las coberturas por incendio, líneas aliadas, rotura de maquinaria e interrupción de negocios.

## **5. OBJETIVOS**

### **5.1. Objetivo general**

Integrar tecnologías de mantenimiento predictivo no intrusivo como lo son termografía, ultrasonido y análisis VOSO que permitan identificar síntomas de condiciones anómalas en etapas incipientes aplicado a transformadores de potencia sumergidos en dieléctrico líquido base mineral tipo ONAN, ONAF y OFAF.

### **5.2. Objetivos específicos**

1. Aplicar tecnología de mantenimiento predictivo no intrusivo, como la termografía infrarroja, para determinar condiciones a partir de la medición de temperatura y condiciones de flujo de calor por medio de convección natural o forzada.
2. Utilizar tecnología de mantenimiento predictivo no intrusivo, como el ultrasonido por contacto aplicado a transformadores a partir de la medición de sonido en frecuencias mayores a 20 Khz.
3. Aplicar análisis VOSO como complemento a las mediciones termográficas infrarrojas y ultrasónicas, para detección de anomalías que no son perceptibles para los equipos de medición.

4. Utilizar simultáneamente las tres tecnologías predictivas para obtener el mejor resultado de lo que cada tecnología puede captar cuyos resultados permitirán para determinar riesgos potenciales.
5. Comparar el costo de oportunidad de no aplicar las herramientas de mantenimiento predictivo oportunamente.

## 6. ALCANCES

El alcance de la presente investigación es de tipo descriptivo y se enfoca específicamente a nivel de convencimiento de usuarios y contratistas de tecnologías, para que el trabajo a realizar sea efectivo y se cumpla estrictamente su función, que corresponde al monitoreo de condición y no a la búsqueda de fallas.

Las mediciones serán realizadas con cámaras termográficas cuyos rangos de temperatura oscilen entre 0 y 120 °C, y equipos de ultrasonido con módulo de contacto magnético, con frecuencia de lectura de 20 KHz, paralelo a análisis de inspecciones VOSO, que serán efectuadas en transformadores a los que se tenga acceso.

El proyecto de estudio integrará las dos tecnologías de mantenimiento predictivo complementadas con análisis VOSO individual para cada transformador, para aprovechar las fortalezas que pueden aportar en el monitoreo de condición mediante el establecimiento de rutas frecuentes, para aumentar la confiabilidad de los transformadores, lo cual se verá reflejado en la detección temprana de anomalías.

Con referencia a las políticas de las empresas, la confidencialidad es cerrada y los nombres de ellas no pueden figurar en esta investigación, aunque sí se podrán incluir fotografías y gráficas de los equipos analizados. El personal que colaborará en los estudios será certificado en las tecnologías termográfica y ultrasónica, sumando el apoyo del personal responsable en las empresas propietarias de los transformadores objeto de estudio.

Este trabajo podrá ser aplicado a cualquier tipo de empresa que utilice y genere energía eléctrica como materia prima para el funcionamiento de sus equipos y servicios, que de acuerdo con el giro de negocios de la empresa, podrían ser críticos.

La temporalidad se limita a tres meses calendario, estimando un máximo de 60 minutos por cada transformador. El personal que realiza la actividad será certificado y las empresas estarán localizadas dentro de la República de Guatemala.

## **7. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL**

Para soportar la investigación existen algunas referencias de maestrías y doctorados enfocados a mantenimiento, así como la mención de algunas anomalías específicas y la tecnología adecuada para encontrarla.

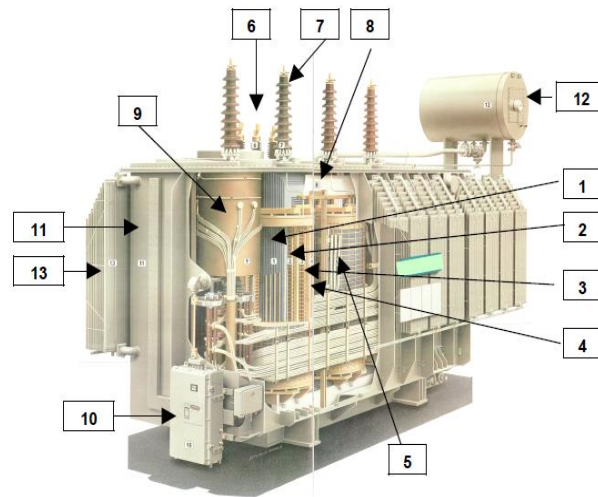
Martínez (2008) comenta que la tendencia en la aplicación de una guía metodológica que integre tecnologías de mantenimiento predictivo puede apoyar la gestión de mantenimiento, reduciendo riesgos y pérdidas económicas.

Como ordenamiento se estará dividiendo en: definiciones generales de los transformadores, mantenimientos, termografía, ultrasonido, VOSO, fallas en transformadores y normas de trabajo.

### **7.1. Definiciones generales y componentes de transformadores de potencia**

A continuación se muestra en una imagen seccionada las componentes principales de un transformador trifásico de potencia sumergido en dieléctrico líquido.

Figura 5. **Componentes de un transformador trifásico**



Partes de un transformador de potencia de 40 MVA, tensión de 138/13.8 Kv propiedad de SIEMENS:

1. Bobinas de baja tensión	7. Vigas de prensado del núcleo
2. Bobinas de alta tensión	8. Comunador de derivación con carga
3. Bobinados de regulación	9. Accionamiento motorizado
4. Terminales de derivación	10. Cuba
5. Aisladores de baja tensión	11. Tanque de expansión
6. Aisladores de alta tensión	12. Radiadores

Fuente: MARTÍNEZ, Marco Junio. *Mantenimiento predictivo a transformadores*. p. 58.

La figura 6 muestra las componentes principales de un transformador de potencia trifásico. Los transformadores de potencia son máquinas que no tienen partes en movimiento pero sí oscilando, como consecuencia de la atracción-repulsión, dada la alternancia de polaridad.

En el marco teórico de su investigación, Martínez (2008) indica que "los transformadores de potencia son dispositivos que cambian la potencia eléctrica alterna con un nivel de voltaje a potencia eléctrica alterna con otro nivel de voltaje mediante la acción de un campo magnético. (...) los mismos se consideran como una máquina estática por no tener partes móviles cuya

construcción se basa en componentes metálicos o inorgánicos, tales como tanque, radiadores de enfriamiento, núcleo magnético, bobinas, boquillas, herrajes y accesorios; también está conformado por componentes no metálicos u orgánicos tales como aceite, papel, cartón y madera”.

Cada una de las componentes de los transformadores de potencia tiene diferente tiempo de vida y nivel de criticidad. A los transformadores de potencia se les llama de diferentes maneras, dependiendo de su uso en los sistemas de potencia.

Un transformador conectado a la salida de un generador eléctrico que se utiliza para aumentar su voltaje a niveles de transmisión se denomina de elevación; el transformador que se encuentra al final de una línea de transmisión y que reduce los niveles de voltaje de transmisión a niveles de voltaje de distribución se le llama transformador de subestación; por último, al transformador que toma el voltaje de distribución y lo disminuye hasta el voltaje final de utilización de los usuarios se le llama transformador de distribución. Cualquiera de ellos puede cumplir con estar sumergido en dieléctrico líquido base mineral tipo ONAN, ONAF u OFAF.

### **7.1.1. Transformadores de potencia**

Tipos sumergidos en dieléctrico líquido con tanque de compensación facilitan una mejor convección. Martínez (2008) indica que “utilizan un tanque llamado de compensación o conservación; su construcción deber ser soportada por el transformador y colocado en sentido transversal al mismo. Contará con dispositivos que automáticamente impidan su vaciado en caso de eventuales pérdidas bruscas de aceite por rotura de aisladores o de la cuba, cumpliendo su



función de compensar el aceite de la cuba del transformador en caso de fugas severas. El nivel de aceite en el transformador debe ser controlado”.

### **7.1.2. Transformadores con gas inerte**

Diseñados para mantener una atmósfera inerte entre el nivel de aceite y el área libre para evitar la contaminación. Martínez (2008) indica que utilizan un tanque de gas inerte, el cual inyectado al transformador, forma un colchón a presión en la parte superior del mismo, cuya función es no permitir el ingreso de humedad a la cuba del transformador.

El sistema requiere de una inspección diaria, verificando la presión en el tanque del transformador y en el abastecedor; debe anotarse el consumo de gas y calibrarse el sistema dependiendo de qué tipo está instalado. Si el contenido de gas inerte es bajo se corre el riesgo de contaminación por presencia de humedad.

### **7.1.3. La cuba de un transformador**

“Es el elemento más sólido porque soporta a todos los componentes” (Martínez 2008, p. 12). La cuba de un transformador de potencia es la caja de metal altamente resistente que protege en su interior las bobinas, núcleo, papel aislante, madera y el aceite dieléctrico; también tiene la función de ser el soporte mecánico para instalar los elementos necesarios para conectar los devanados primario y secundario con las líneas exteriores que los alimentan a través de conectores llamados *bushings*, fabricados con porcelana y aceite en su interior.

#### **7.1.4. Núcleo de un transformador**

“Componente más sensible por tener dentro de sus componentes los eslabones más débiles de la cadena” (Martínez 2008, p.12). Los núcleos son producidos a partir de chapas de hierro silicio de grano orientado, con espesores entre 0,23 y 0,35 mm, presentando en todos los casos aislamiento eléctrico en ambas caras a través de una delgada película de material inorgánico, la cual presenta alta resistencia mecánica a los aceites minerales y a las altas temperaturas.

#### **7.1.5. Embobinado de un transformador**

Arrollamientos de alambre conductor donde la integridad del aislamiento es crítica, dependiendo de la potencia y tensión del transformador; los conductores de los arrollamientos podrán ser de tipo cilíndrico, espiral, de disco continuo o entrelazado, dependiendo de la potencia y tensión del transformador, y por lo regular son fabricados de cobre de máxima pureza en alta potencia; en cambio los transformadores pequeños, por lo regular están por debajo de un megavatio.

#### **7.1.6. Aislamiento celulósico**

“Elemento más débil de la cadena de transformación” (Martínez, 2008, p.12). Los compuestos de celulosa, tales como papel *kraft*, papel crepé, cartón *pressboard* y madera, se utilizan como aislamientos para los conductores, bobinas y núcleo en diversas cantidades y formas, e integran la parte sólida del sistema de aislamiento. La función principal de los materiales celulósicos es proporcionar aislamiento eléctrico y tienen la desventaja de que, por sus propiedades químicas, se degradan por efectos de la temperatura.

### **7.1.7. Radiadores de transformadores**

“Son elementos de los transformadores que sirven para eliminar el calor del dieléctrico líquido utilizado para extraer calor del embobinado” (Martínez 2008, p. 12). Poseen características específicas para garantizar una buena convección (flujo de aceite con circulación natural o forzado). El fluido puede regenerarse y es susceptible de ser analizado por laboratorios.

### **7.1.8. Aceite dieléctrico**

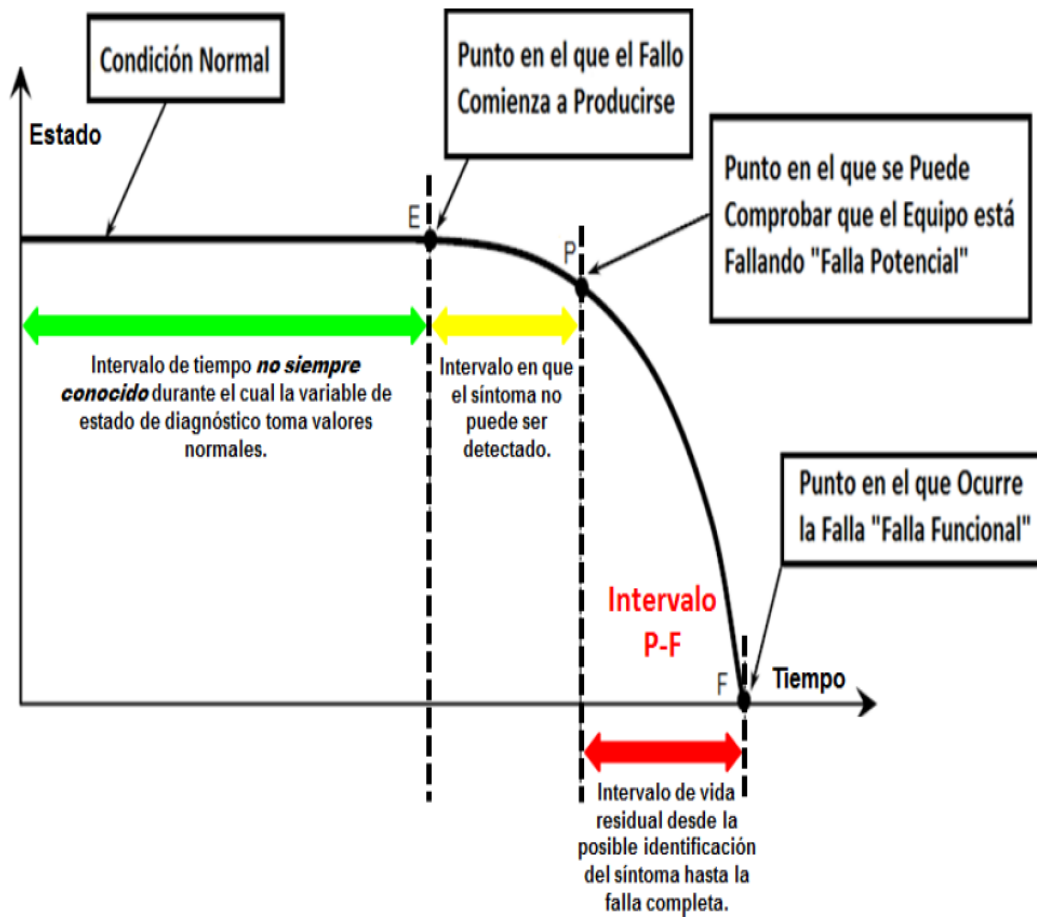
Un alto porcentaje de transformadores está bien diseñado para trabajar sumergidos en fluidos refrigerantes. De acuerdo con Rodríguez (2011) “las propiedades que son fundamentales para la utilización de hidrocarburos como dieléctrico son: alta rigidez dieléctrica, buena estabilidad a la oxidación durante el tiempo de vida útil, además de una buena transferencia de calor”.

De acuerdo con su origen los aceites pueden ser: minerales o derivados del petróleo (el más común por ser el más económico), minerales sintéticos o semisintéticos y aceites vegetales.

## **7.2. Análisis de fallas**

El autor muestra la distribución de zonas de tranquilidad, de alerta y crítica de falla de equipos sujetos a mantenimiento.

Figura 6. Curva P- F de resistencia a la falla de los equipos



Fuente: PÉREZ, Rómulo. *Evaluación por riesgo del peso de las fallas en transformadores de potencia*. p.3.

En la figura 6, al ser aplicada a transformadores se observa que antes y dentro del intervalo E-P es posible detectar presencia de anomalías en condiciones incipientes. El área bajo la curva P-F es la zona de falla donde el daño es irreversible.

### 7.2.1. Monitoreo de condición

Es la mejor herramienta para analizar las condiciones de operación y mantenimiento de los equipos de transformación. “La mejora de la confiabilidad operacional de las plantas de generación de energía eléctrica se fortalece mediante una metodología de gestión de mantenimiento basada en gestión de riesgo” (García, 2004, p.18). El mantenimiento predictivo frecuente, complementado con análisis de riesgos, es una herramienta poderosa para garantizar la disponibilidad y eficiencia de los equipos.

El autor muestra la gama de fortalezas que se pueden lograr mediante la aplicación de tecnologías de mantenimiento predictivo.

Tabla I. **Objetivos de monitoreo de condición aplicadas a transformadores de potencia**

<b>Objetivos de monitoreo de condición</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Mayor disponibilidad y fiabilidad</li><li>• Mayor seguridad</li><li>• Mayor calidad del producto</li><li>• Respeto al medio ambiente</li><li>• Mayor vida de los equipos</li><li>• Eficiencia de costes</li><li>• Mayor mantenibilidad</li><li>• Patrones de fallos/ eliminación de fallos</li></ul>

Fuente: PÉREZ, Rómulo. *Evaluación por riesgo del peso de las fallas en transformadores de potencia*. p. 18.

En la tabla I se observa que la aplicación de tecnologías de mantenimiento predictivo mediante una metodología adecuada puede apoyar en el cumplimiento de los objetivos del mantenimiento de cuarta generación. Se muestran las diferentes visiones de mantenimiento que existen en la industria.

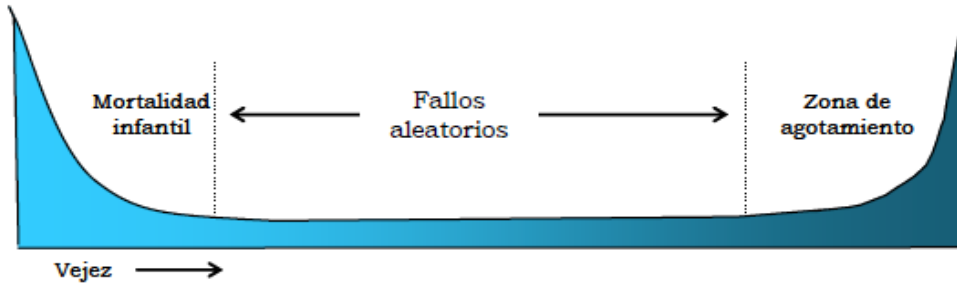
**Tabla II. Técnicas de monitoreo de condición aplicadas a transformadores de potencia**

<b>Técnicas de mantenimiento</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monitoreo de condición</li> <li>• Utilización de pequeños y rápidos ordenadores</li> <li>• Modos de fallo y causas de fallo (FMEA, FMECA)</li> <li>• Polivalencia y trabajo en equipo/ mantenimiento autónomo</li> <li>• Estudio de fiabilidad y mantenibilidad durante el proyecto</li> <li>• Gestión del riesgo</li> <li>• Sistemas de mejora continua</li> <li>• Mantenimiento preventivo</li> <li>• Mantenimiento predictivo</li> <li>• Mantenimiento proactivo/ eliminación de fallo</li> <li>• Grupos de mejora y seguimiento de acciones</li> </ul>

Fuente: PÉREZ, Rómulo. *Evaluación por riesgo del peso de las fallas en transformadores de potencia*. p. 18.

En la tabla II se observa que algunas de las técnicas listadas se cumplen con el estudio, tales como monitoreo de condición, gestión del riesgo, mantenimiento predictivo y mantenimiento proactivo. El autor utiliza una tabla que ejemplifica la vulnerabilidad a falla de equipos nuevos, así como por envejecimiento.

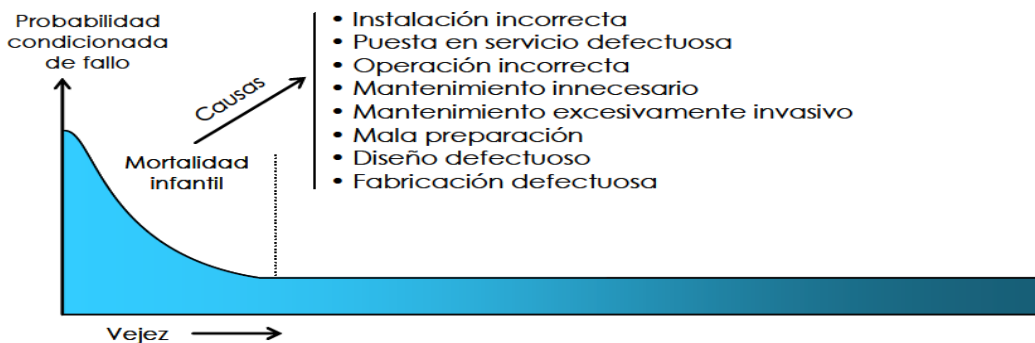
Figura 7. **Curva de patrón de falla o de la bañera**



Fuente: PÉREZ, Rómulo. *Evaluación por riesgo del peso de las fallas en transformadores de potencia*. p. 101.

La figura 7 muestra las tres etapas de vida de un equipo sujeto a mantenimiento, que grafica tiempo contra probabilidad de falla. Se ejemplifican las fases que podrían generar mortalidad infantil en equipos nuevos o recién reparados.

Figura 8. **Curva de patrón de falla o de la bañera enfocado a la mortalidad infantil**

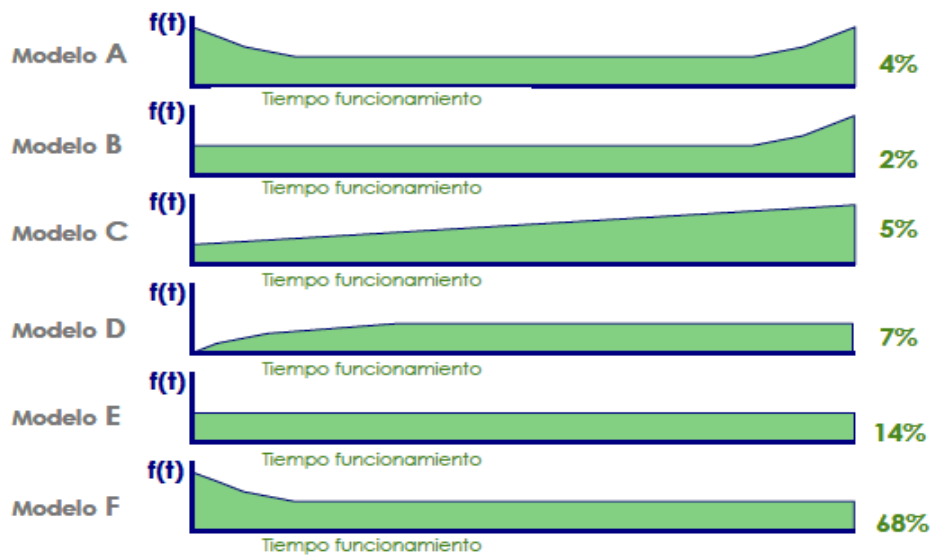


Fuente: PÉREZ, Rómulo. *Evaluación por riesgo del peso de las fallas en transformadores de potencia*. p. 108.

La figura 8 muestra las probables fuentes de falla para un equipo nuevo o recién reparado y que pueden influir positiva o negativamente en la vida productiva de la maquinaria.

Si bien la edad de los equipos es un factor importante en el largo plazo, si se manejan condiciones de operación y mantenimiento. El aumento de la vida operativa de los equipos busca evitar la "muerte prematura" mediante el monitoreo de condición y no la búsqueda de fallas; se basa en tendencias de comportamiento. De acuerdo con (García, 2008), esto significa que el monitoreo de condición busca establecer el buen comportamiento del transformador más que la búsqueda de fallas. El autor identifica múltiples patrones que representan curvas con probabilidad de falla en transformadores de potencia.

Figura 9. **Variantes de curva de patrón de falla**



Fuente: PÉREZ, Rómulo. *Evaluación por riesgo del peso de las fallas en transformadores de potencia*. p. 100.



En la figura 9 puede verse que el 50 % de los equipos muestran fallos en la infancia, por lo que cada vez que se reemplaza o repara el equipo se incrementan las posibilidades de un fallo prematuro debido a la condición de reparación, dentro de los cuales se pueden citar: errores humanos y del sistema, errores de diseño y propios de los equipos, entre otros.

En su trabajo de investigación, García (2004) concluye que de acuerdo con la figura 9, para "A, B y C, la mortalidad aumenta con el tiempo E. Reemplazar un repuesto no representa ninguna mejora; F representa el mayor tiempo de vida útil con el mejor aprovechamiento. Reemplazar componentes o reparar incrementará la posibilidad de mortalidad infantil, por ese motivo existe una tendencia generalizada de realizar el mantenimiento al mínimo posible".

No solamente la edad de los equipos es un factor determinante, variables no controladas al inicio pueden ser factores importantes a considerar. En su investigación, García (2004) afirma que "otra opción a reducción de mortalidad es eliminar las causas y no las consecuencias; es decir control de anomalías y no de fallas mediante el monitoreo de condición y no búsqueda de fallas".

La aplicación de la tecnología predictiva puede ser una herramienta muy útil para identificar anomalías, previo a que el equipo entre en operación formal donde las consecuencias del daño pueden ser mayores. La probabilidad y severidad de daños en los transformadores puede verse desde diferentes puntos de vista. García (2004) indica que "el enfoque de la cuarta generación de mantenimiento se centra en la eliminación de los fallos por encima de su prevención y predicción, que le da una visión proactiva más que reactiva". El monitoreo de condiciones de operación es más efectivo que enfocar el mantenimiento predictivo a la búsqueda de fallas.

Todas las actividades humanas están sujetas a amenazas con alguna probabilidad y severidad acorde a su nivel de exposición. García (2004) opina que “el riesgo se asocia a algo negativo y si una empresa cubriera todos los aspectos para eliminarlo no se tendría beneficios económicos. Lo más seguro de un riesgo es que es imposible eliminar. Es siempre un evento futuro. El riesgo no se puede medir directamente sino ser calculado”. No todas las amenazas pueden ser eliminadas pero sí pueden ser manejadas, y eso mitiga el efecto de la amenaza.

Dependiendo de qué amenaza sea la que se tiene, así es la manera en que puede afectar. García (2004) asume que “la probabilidad de una amenaza asociada a alguna actividad o condición interna o externa, para ser mitigada depende de las capacidades para responder que se posean. En toda empresa pueden darse los siguientes riesgos: estratégicos, de mercado, financieros, operativos, legales, regulatorios, financieros, entre otros” El riesgo puede ser afectado de múltiples maneras y es decisión de la empresa definir la estrategia a seguir, eliminar la amenaza o disminuir el impacto.

### **7.3. Fallas en transformadores eléctricos de potencia**

Las fallas internas se pueden dar por operación, mantenimiento, entorno, entre otros, que puede afectar los elementos más débiles de la cadena, como los aislamientos.

“Los tipos de fallas más comunes, su manifestación general, y la secuela de operaciones, permiten al técnico de mantenimiento evitar o detectarlas y las acciones adecuadas para evitarlas” (*Asea Brown Boveri 1ZCL000002EG-ES V. 1, 2007, p. 18*).

Es importante establecer tendencias de comportamiento a partir de diferentes modos de carga, considerando que las fallas son características de algunos eventos.

Las fallas pueden ser incipientes y se pueden ver como anomalías, que de no ser atendidas, incrementan su potencial de daño. “De no detectarse a tiempo, deterioran el aislamiento y contaminan el aceite, produciendo gasificación, carbono y "abombamiento" del transformador (...).” “Las consecuencias por daño son irreversibles” (Asea Brown Boveri 1ZCL000002EG-ES V. 1, 2007, p. 18)

El aislamiento se deteriora por edad, exceso de carga o temperaturas mayores a las de diseño. Es el resultado de aislamientos que pierden sus características por exceso de humedad, por sobrecalentamientos continuados, por exceso de voltaje y otros. “Estas fallas tardan tiempo en poner fuera de servicio al transformador y se manifiestan por un devanado regular, excepto en el punto de falla. Su ionización degrada al aceite y debe haber rastros de carbón en el tanque y posiblemente abombamientos” (Asea Brown Boveri) 1ZCL000002EG-ES V. 1, 2007, p. 19).

El daño en el aislamiento se manifiesta como incremento de temperatura y ruidos en alta frecuencia, cuando son incipientes, y en alta, cuando están en etapa avanzada. Por ser equipos eléctricos los transformadores de potencia están expuestos a descargas electroatmosféricas que pueden afectar las condiciones ideales de operación y mantenimiento. “En caso de que la sobretensión resultante de la descarga atmosférica rebase los límites de nivel de impulso del transformador, el devanado sujeto al esfuerzo fallará” (Asea Brown Boveri) 1ZCL000002EG-ES V. 1, 2007, p. 19).

La manifestación de fallas son bobinas deterioradas en la parte más cercana al transformador, o sea, a los herrajes. Como el tiempo de duración de la falla es muy corto, son importantes los sistemas de protección activos para proteger a las unidades.

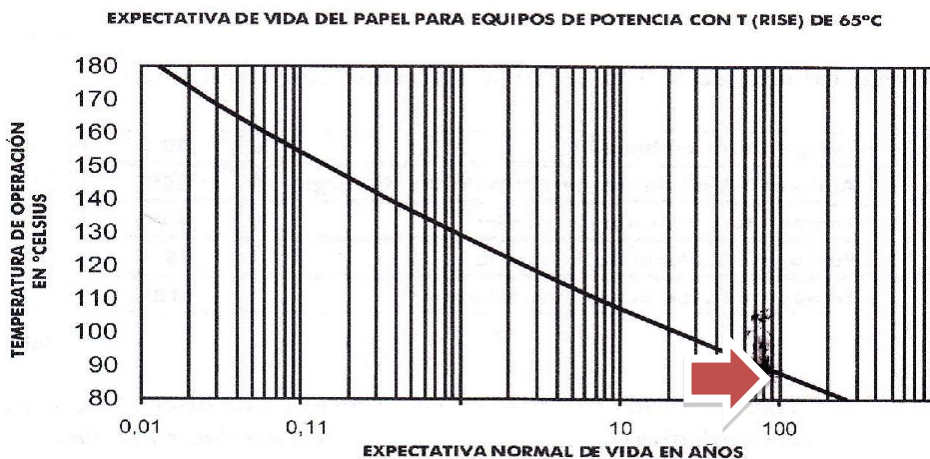
Existen síntomas que es posible medir en etapas incipientes. En su publicación, Gallo (2010) señala que “las fallas por arco interno se manifiestan con la presencia de gases como hidrógeno, acetileno, metano, etileno, dióxido de carbono y monóxido de carbono, de los cuales el acetileno está asociado con los arcos eléctricos, que si no se atiende, puede desarrollar fallas mayores”. La fortaleza con la aplicación de las tecnologías de mantenimiento predictivo no intrusivo es la tendencia.

La degradación del aceite dieléctrico es un proceso natural que se puede monitorear mediante pruebas de laboratorio. “Es producto de la reacción química que sufre el hidrocarburo ante la presencia de oxígeno, acelerada por la temperatura de los transformadores. (...), dando como resultado la formación de compuestos (...) y de lodos adsorbidos por el papel aislante, liberación de diversos gases combustibles y oxígeno, que quedan disueltos en el aceite”(Asea Brown Boveri) 1ZCL000002EG-ES V. 1, 2007, p. 20).

Los lodos acumulados por degradación del aceite dieléctrico y del material celulósico pueden obstruir los ductos de los radiadores, interrumpiendo la convección, incrementando la temperatura y acelerando el deterioro general de todas las componentes. Cuando el diseño de las instalaciones no corresponde a normas o a veces por ahorros mal interpretados se adquieren equipos no adecuados para la demanda de carga y se corre el riesgo de deterioro acelerado de la unidad; además algunas de los servicios son poco frecuentes como para lograr establecer mejores tendencias.

El papel aislante es material de origen orgánico con límites críticos de resistencia a exposición al calor. Gallo (2010) indica que “la manifestación del efecto de los agentes adversos al papel aislante se dan por incremento de temperatura. La expectativa de vida promedio para un transformador estándar es de 20-30 años, sin embargo si el mantenimiento es adecuado puede ser mayor y esto es si el papel aislante es apropiadamente protegido”. Cuando la operación y el mantenimiento se encargan de no exceder los valores críticos de temperatura, puede ser un factor determinante para impedir la presencia de anomalías que degeneren en fallas. El autor utiliza una gráfica para mostrar el tiempo de vida de los transformadores de acuerdo con la temperatura.

Figura 10. **Expectativa de vida del papel aislante en función de la temperatura**



Fuente: GALLO, Ernesto. *Diagnóstico de transformadores en campo*. p. 48.

En la gráfica anterior se muestra la drástica reducción del tiempo de vida de los transformadores, a medida que se incrementa la temperatura.

El autor utiliza la tabla para mostrar el efecto dañino que puede tener el incremento descontrolado de temperatura en los transformadores.

Tabla III. **Expectativa de vida útil de los transformadores en función del calor**

TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE (°C)	EXPECTATIVA DE VIDA ÚTIL		% DE VIDA GANADA (PÉRDIDA)
	DÍAS	AÑOS	
180	4		(99.9)
160	25		(99.1)
140	250		(90.8)
120		3	(58.6)
110		7.5	100
100		22	293
85		102	1360
75		152	2027

Fuente: GALLO, Ernesto. *Diagnóstico de transformadores en campo*. p. 48.

De la tabla III se observa que manteniendo una temperatura adecuada se puede extender el tiempo de vida de un transformador, pero si se incrementa más allá de valores razonables, esta se puede degradar hasta horas en lugar de años (ver flecha dentro de la tabla).

Tabla IV. **Expectativa de vida del transformador de acuerdo con ecuación Arrbenius**

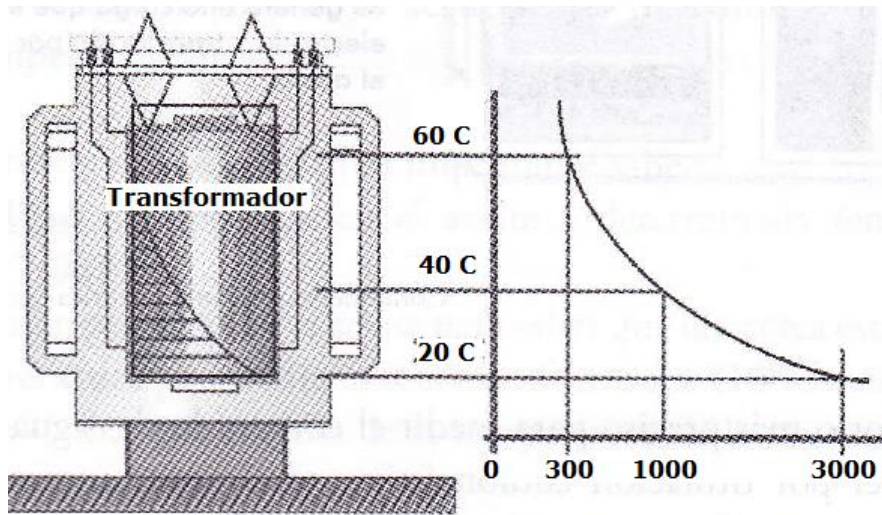
<b>Para transformadores de potencia</b>	
55 °C aumento de T (Rise)	65 °C aumento de T (Rise)
A = 14,133	A=13,391
B= 6.972,15	B= 6.972,15
<b>Para transformadores de distribución</b>	
55 °C aumento de T (Rise)	65 °C aumento de T (Rise)
A = 11,968	A=13,269
B= 6.328,8	B= 6.328,8

Fuente: GALLO, Ernesto. *Diagnóstico de transformadores en campo*. p. 49.

En la tabla IV se incluye una ecuación que permite calcular la expectativa de vida del transformador, está dada por  $\text{Log}_{10} \text{vida (hrs)} = (B/T) - A$ ; los valores de A y B se muestran en dicha tabla.

Los valores típicos de A están determinados por el desempeño mecánico del papel y B con la composición química del mismo. El valor de temperatura en placa del transformador es solo una referencia y las sobrecargas le son válidas para períodos cortos. El autor utiliza la imagen para mostrar la distribución de valores de temperatura dentro de un transformador.

Figura 11. **Curva de distribución de temperaturas en un transformador de potencia**



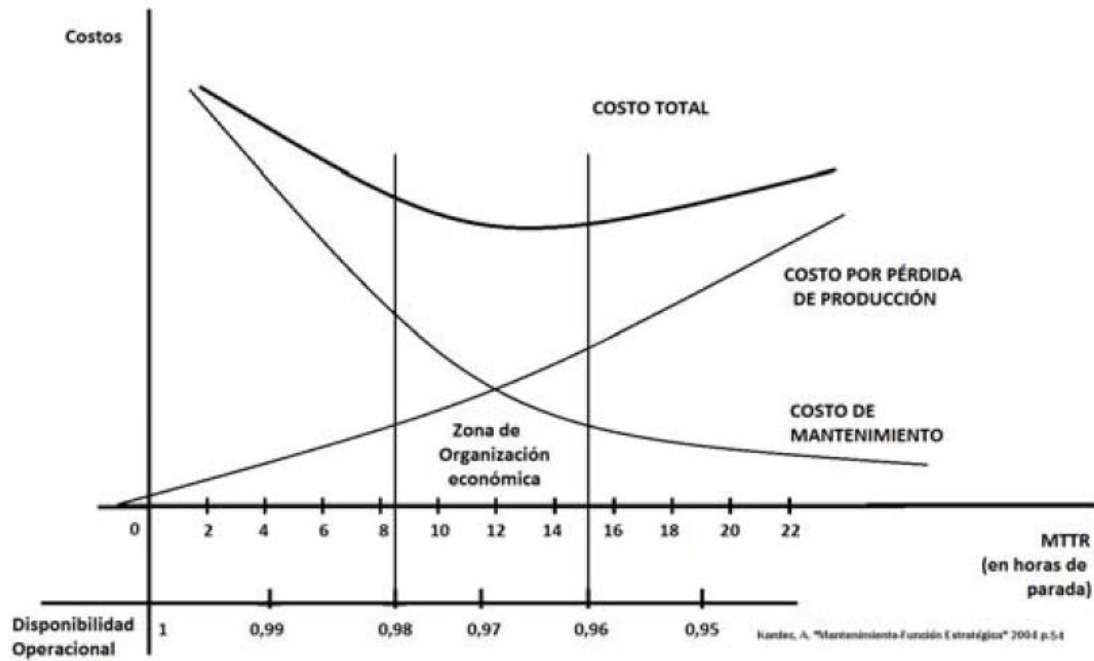
Fuente: GALLO, Ernesto. *Diagnóstico de transformadores en campo*. p. 70.

La figura 11 muestra la afinidad del papel con el agua y la temperatura del aceite, la cual no es uniforme verticalmente en las bobinas del transformador; la temperatura más baja está en la parte inferior y es donde se encuentra la mayor cantidad de agua, por lo que el aceite tiende a entregar agua al papel a medida que la temperatura baja y si esta sube, el papel transfiere agua hacia el aceite.

El autor utiliza el gráfico de mantenimiento asociado a costos y la interrupción por servicios.



Figura 12. Curva de costos y disponibilidad de mantenimiento



Fuente: PÉREZ, Rómulo. *Evaluación por riesgo del peso de las fallas en transformadores de potencia*. p. 6.

La figura 13 muestra la mejor relación de estos tres elementos. Un desplazamiento hacia la derecha del punto mínimo implicaría “asumir mucho riesgo” y un desplazamiento hacia la izquierda implicaría “gastar demasiado dinero”.

Las variables de estado de diagnóstico fundamentales u óptimas son: temperatura, análisis fisicoquímicos, resistencia de aislamiento, corrientes, emisión de sonidos y tangente de delta del aislamiento.

Tabla V. **Fallas asociadas a cada síntoma y tabulación de datos de la muestra**

Partes del Transformador	Subpartes del Transformador	Modos de Fallas	Variables de Estado de Diagnóstico																														Indicadores					
			Análisis Físicoquímicos	Grado de Polimerización	Relación de Transformación	Rig. Diei. Aceite	Resistencia de Contactos	Resistencia Ohmica	Corriente Vacio	Cromatografía de Gases	Impedancia de C/C	Induc. de Filtración	Temperatura	Descargas Superficiales	Descargas Parciales	Vibraciones	Resistencia Aislamiento	RD. Impulsos Relación	Corrientes	Tensión	Emisión de Sonidos	Compuestos Furánicos	Capacitancia	Carga Activa y Reactiva	Tan Delta Aislamiento	Tan Delta Aceite	Humedad	Respuesta de Frecuencia	Sustancias Polares	Tensión de Retorno	Espectroscopia	Presión del Aceite		Peso del Mecanismo de Falla	Peso del Componente			
Partes del Transformador	C.1 Eléctrica (circuito abierto)	C.1.1 Sobre tensiones																																		8		
		C.1.2 Corrosión	+																																	11		
		C.1.3 Cortocircuito																																			12	
		C.2 Eléctrica (conexión defectuosa)	+																																	8		
		C.2.1 Problema Mecánico																																		12		
		C.2.2 Oxidación																																			9	
		C.2.3 Error Humano																																			10	
		C.3 Deformación																																				10
		C.3.1 Adgesión Mecánica																																				
		C.3.2 Cortocircuito																																				
		C.3.3 Corrosión																																				
Devanados	C.4 Eléctrica (aislamiento sólido)	C.4.1 Descargas Entre Espiras	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	2		
		C.4.2 Entre enrrollado	+	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	2		
		C.4.3 A Tierra	+		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	3		
		C.4.4 Sobre tensiones	+		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	4		
		C.4.5 Dño Físico																																			4	
		C.4.6 Descargas Superficiales																																			3	
		C.4.7 Envejecimiento																																			3	
		C.4.8 Sobrecarga																																			2	
Indicadores Particulares por Variable																																						
Possibilidad de no Medir	X																																					
Costo de la Medición, MP	40																																					
No. de Fallas que Representa	13	3	5	3	3	5	5	10	2	4	32	7	11	6	13	2	13	5	13	8	4	1	12	7	4	3	12	1	3	2								

Fuente: PÉREZ, Rómulo. *Evaluación por riesgo del peso de las fallas en transformadores de potencia*. p. 5.

En la tabla V se observa que es posible elaborar un cuadro para contabilizar las fallas más recurrentes para establecer el diagrama de Pareto, en el cual se define el número mínimo de las variables de estado fundamentales u óptimas que brindan la mayor información de las fallas. El orden de las mismas está acorde a su peso, orientadas de mayor a menor.

#### **7.4. Análisis de riesgos**

Dentro de la operación y mantenimiento de los transformadores existe la probabilidad de daños por riesgos de origen antrópico y de la naturaleza. Yáñez et al., (2003) indica que “cada día cobra más importancia la identificación y control de posibles sucesos que presentan una baja probabilidad pero consecuencias graves, sobre todo en organizaciones que operan en industrias con riesgo, para lo cual el mantenimiento toma parte activa, integrándose con la gestión de riesgo porque analiza cualquier anomalía desde la fase incipiente y no cuando está en condición de falla”.

Una anomalía mal atendida se convierte en amenaza: Yáñez et al. (2003) indica que “un modo de fallo presenta consecuencias en la seguridad cuando provoca una pérdida de funcionalidad. En la cultura moderna no es tolerable que se pierdan vidas o que se presenten lesiones como parte de la actividad normal. Por lo que se debe hacer todo lo posible para eliminarlas”.

Los riesgos se pueden administrar, pero todo requiere inversión basada en costos de oportunidad. Los riesgos pueden eliminarse o mitigar el daño que puedan causar. Los transformadores son fabricados por muchas empresas alrededor del mundo desde hace varias décadas y algunas con la centuria. En diversos países se adquieren equipos nuevos y usados para ser utilizados en la mayoría de ellas.

Rolland (2004) opina que “el bajo nivel de normas internacionales y la globalización del mercado han provocado una baja en la calidad del transformador. Por lo tanto las explosiones e incendios son más frecuentes que en el pasado. (...)”. El factor de seguridad de los transformadores podría ser reducido en beneficio económico para justificar la inversión; tanto el uso como la instalación podrían ser factores de riesgo.

Dentro de los registros históricos es posible encontrar ocurrencia de incendios y explosiones en transformadores eléctricos de potencia sumergidos en dieléctrico líquido por condiciones de operación y mantenimiento. De acuerdo con Rolland (2004) “el promedio de edad de los transformadores es de 35 años; esto significa que muchos de ellos, con una vida esperada de 40-50 años, están llegando al término de su utilidad”. Los tiempos reales pueden ser menores si se consideran factores como operación y mantenimiento, por lo que el riesgo asociado es mayor.

Para la ocurrencia de un siniestro siempre existirán pérdidas asociadas al tipo de evento. “Cuando un transformador explota inesperadamente los costos para la empresa generadora o para el consumidor, incluyen el reemplazo, limpieza, reparaciones, pérdida de ingresos, costos de reemplazo de energía, entre otros. Asociado a la recuperación se tienen multas, pérdida de confianza hacia la empresa y pérdida de clientes” (Rolland 2004, p.3). La estructura y composición de los transformadores utiliza flujo de corriente eléctrica para cumplir su función de manera adecuada.

En relación con los transformadores, (Berg et al.,2011) indica que “contienen varios cientos de galones de aceite dieléctrico con características combustibles en contacto con conductores eléctricos, separado únicamente por delgadas películas aislantes que soportan tensiones eléctricas y mecánicas”.

El riesgo de arco que provoque degradación de los componentes en la generación de gases, incrementa el riesgo de incendio y explosión. Los transformadores son equipos que al no tener condiciones adecuadas de operación y mantenimiento pueden estar expuestos a riesgos innecesarios como incendio y explosión; consecuentemente interrupción de negocios asociada a este tipo de eventos.

### **7.5. Termografía**

La tecnología termográfica puede entenderse como una extensión del sentido visual que por medio de una cámara equipada con sensores térmicos que operan en una longitud de onda del espectro electromagnético, son capaces de detectar calor que por medios electrónicos se convierte en imágenes que se pueden interpretar.

Gallo (2010) indica que: “la inspección termográfica como método no invasivo permite evaluar los equipos en operación a distancias seguras cuando las situaciones de alto riesgo están presentes, porque el principio de su funcionamiento está basado en la radiación emitida como ondas electromagnéticas para obtener la medición de temperaturas superficiales distantes, sin entrar en contacto con el equipo”. La fortaleza de la aplicación de esta tecnología es que no interrumpe la operación, porque su aplicación ideal es bajo condiciones de carga máxima; en caso contrario no es confiable.

### **7.6. Ultrasonido**

Las tecnologías predictivas tales como ultrasonido, pueden detectar anomalías en condiciones incipientes, facilitando las labores de mantenimiento porque se realizan cuando los costos de corrección son económicos.

Existen diferentes fenómenos físicos que deben ser controlados. Gallo (2010) opina que “el efecto corona se manifiesta si se presentan descargas que se forman alrededor de un conductor energizado cuando el campo eléctrico sobrepasa un determinado valor de magnitud que el aislamiento no es capaz de confinar en el conductor descargas eléctricas de baja energía. La celulosa con agua en presencia de efecto corona puede desprender más hidrógeno que esta sin agua”.

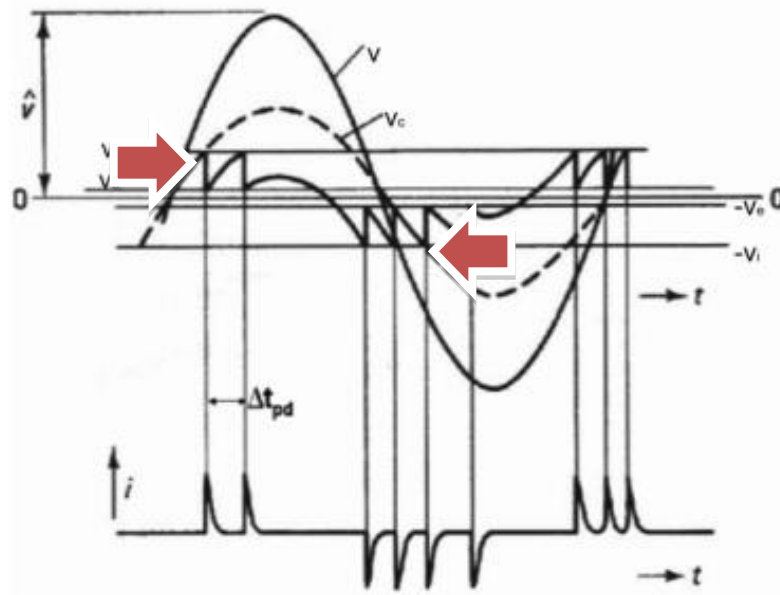
Cuando las anomalías no se detectan en fase incipiente, el daño potencial al equipo puede ser más severo, pudiendo llegar a una pérdida total.

Existen diferentes tipos de variables que pueden afectar la integridad de un transformador; si bien los análisis de laboratorio no son parte de la investigación, existen pruebas para evaluar su comportamiento; ahora bien las tecnologías de mantenimiento predictivo pueden detectar la presencia de estas anomalías como calor y sonido en alta frecuencia de manera oportuna.

Con la tecnología ultrasónica propuesta es posible determinar la presencia de fallas en etapas iniciales. Céspedes (2004) opina que: “la detección de descargas parciales en transformadores a través de la técnica acústica, (...) Dicha técnica se basa en el hecho de que los eventos (descargas parciales o arcos) que ocurren en el interior del equipo producen un pulso mecánico que se propaga a las paredes del tanque, donde puede ser detectado por el sensor”.

Existen medios fijos para verificar la intensidad, y elementos portátiles para localizar la presencia del fenómeno cuyo monitoreo puede ser más frecuente.

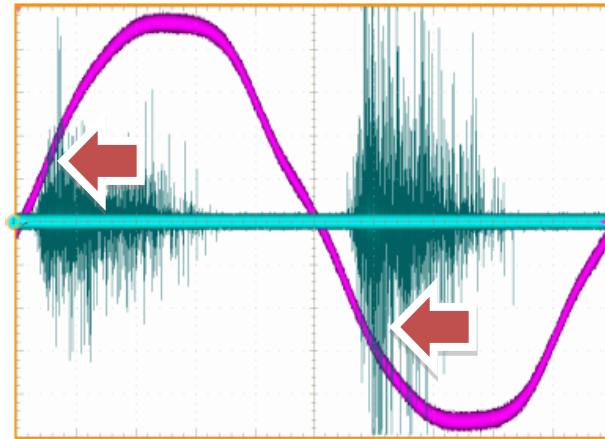
Figura 13. **Gráfico patrón de descargas parciales dentro de una onda fundamental**



Fuente: ROJAS MORENO, Mónica Victoria. *Sensor de acoplamiento inductivo para la medida de pulsos de corriente de alta frecuencia. Aplicación para la medida y detección de descargas parciales.* p. 50.

En la figura 13 se observa la presencia de distorsiones representadas por  $V_1$  y  $-V_1$ , que varían en intensidad y no necesariamente son eventos frecuentes.

Figura 14. **Patrón de las descargas parciales en el caso de lámina dieléctrica**



Fuente: ROJAS MORENO, Mónica Victoria. *Sensor de acoplamiento inductivo para la medida de pulsos de corriente de alta frecuencia. Aplicación para la medida y detección de descargas parciales.* p. 176.

La figura 15 da a conocer el análisis espectral de la onda, mostrando descargas parciales en forma de picos en series de tiempo.

### **7.7. Mantenimientos predictivos enfocados a monitoreo de condición**

Las alertas tempranas son funcionales cuando se tiene un monitoreo regular de las condiciones de operación y mantenimiento de los transformadores, sin necesidad de realizar fuertes inversiones en su aplicación; las emisiones acústicas no son detectables mediante la aplicación de termografía, razón por la cual estas son complementarias. Gallo (2010) opina que “una vez degradado el papel aislante (despolimerizado), es imposible de revertir la degradación de su composición química y su reemplazo tiene un alto costo comparado con el de una unidad nueva”.



A partir de los conceptos sobre la debilidad del papel aislante como el elemento más débil en el transformador la operación y mantenimiento deficiente, pueden elevarse los costos de mantenimiento de la unidad.

El mantenimiento enfocado en la función y no en la búsqueda de fallas puede ser muy objetivo. Arguedas (2008) indica que “las ventajas del mantenimiento predictivo consisten en elaborar un plan regular que permita realizar diagnósticos de manera continua y proporciona las siguientes ventajas: predice el comportamiento del equipo para estimar ocurrencia de falla, toma decisiones sobre parada de equipos en momentos críticos, confecciona soluciones de mantenimiento o reemplazo de equipos, facilita análisis de averías, y permite análisis estadístico”. La tendencia es la mejor fortaleza para la aplicación tecnológica.

## **7.8. Estudio termográfico**

La aplicación inadecuada de la tecnología infrarroja podría mostrar valores distorsionados con el consiguiente riesgo de concluir de manera errónea. Es por ello que la calibración de los equipos y su certificación es una necesidad para manejar niveles de confianza sobre el estado de los equipos para las variables asociadas a los diferentes valores de temperatura.

El monitoreo de comportamiento es aplicación fundamental. Martínez (2008) indica que “un estudio de termografía para detectar anomalías determinará el momento preciso para sacar el transformador de servicio. En la actualidad, muchas empresas no realizan mantenimientos predictivos a los transformadores; se han considerado como equipos nobles que requieren relativamente poco mantenimiento”. El error más común es dar el buen comportamiento del transformador como sentado.

Los estudios termográficos aplicados a transformadores pueden brindar una alerta instantánea sobre deficiencias en convección, niveles inadecuados de aceite, entre otros. Aun desde la condición de unidad nueva, evitando fallas prematuras. Gallo (2010) opina que: “es muy conveniente efectuar periódicamente inspecciones termográficas a todo el exterior del transformador con equipos apropiados y personal certificado, con el fin de detectar zonas y puntos anormalmente calientes”. Dependiendo de la convección, también la condición de frío puede ser un factor de riesgo importante.

Las tecnologías predictivas facilitan el incremento de frecuencias de monitoreo de temperaturas para el caso de termografía; la aplicación debe verse como un sistema donde cada uno de los elementos debe ser considerado de acuerdo con su función, para no tener debilidades que puedan resultar en interpretaciones inadecuadas.

En su publicación Gallo (2010) sobre efectos adversos generados por la presencia de agua y productos de oxidación del aceite impregnados en el papel, considera que “el incremento del factor de potencia puede, dependiendo de las condiciones de aislamiento, generar calentamiento mayor o menor, dependiendo del grado de contaminación manifestado por la potencia activa disipada en forma de calor, que si no es controlado, reducirá el tiempo de vida del transformador” (p. 18).

Los eventos anómalos son reflejados con síntomas como incremento de temperatura, que pueden ser detectados con termografía.

Figura 15. **Equipos termográficos**



Fuente: Google. [www.flir.com](http://www.flir.com). Consulta: marzo de 2015.

La figura 15, muestra los equipos termográficos a utilizar en los estudios.

## **7.9. Estudio ultrasónico**

Los transformadores son equipos nobles que requieren atención a las condiciones de operación y mantenimiento, donde es posible establecer tendencias para hacer las correcciones necesarias para no llegar a condición de falla antes del fin de su vida útil, de acuerdo con los parámetros de diseño.

Las distorsiones generan sonido ultrasónico. Rodríguez (2011) señala que: “las fallas mecánicas locales pueden ocasionar cortos en las vueltas de los devanados o producir desgarre del papel. Los fragmentos de papel o fibras del mismo pueden obstruir los conductos de enfriamiento del aceite y por lo tanto provocar fallas dieléctricas o térmicas del mismo sistema de aislamiento. Los cambios en el soporte a la tensión en las bobinas pueden con el tiempo generar un cortocircuito interno por fallas en el aislamiento o incluso en los devanados”.

La fortaleza de la tecnología ultrasónica es que si bien no mide intensidad exacta, sí es posible monitorear la presencia y el comportamiento en condiciones incipientes.

Con las tecnologías predictivas como ultrasonido, es posible detectar la presencia de pequeños arcos o descargas parciales en fase incipiente, por lo que se pueden tomar decisiones acertadas al complementar los hallazgos con otras tecnologías. La tecnología ultrasónica es una herramienta útil como extensión del sentido auditivo por la frecuencia en la que opera. Gallo (2010) opina que: “hoy día están disponibles técnicas par recolección de emisiones acústicas que permiten detectar la presencia de fallas internas que indiquen si es necesario aplicar otro tipo de mediciones para confirmar”. Un equipo calibrado y personal certificado es importante para garantizar buenos resultados.

Figura 16. **Equipo ultrasónico**



Fuente: Google. [www.uesystems.com](http://www.uesystems.com). Consulta: marzo de 2015.

La figura 16 muestra el equipo ultrasónico y los módulos para captación de datos de acuerdo con la aplicación.

### **7.10. Análisis VOSO**

No todas las anomalías pueden ser detectadas en condiciones de máxima carga o fuera de operación. (Gallo 2010, p.14) indica que: "Para realizar acciones efectivas en cuanto a los requerimientos de un transformador, para conocer el nivel de confiabilidad de la operación y vida útil, deben responderse las siguientes preguntas: (citando algunas) instalación adecuada, presencia de fallas latentes, cuándo intervenir el equipo, cuando intervenir". El análisis VOSO puede complementar la aplicación de termografía y ultrasonido.

Los análisis VOSO aprovechan las capacidades humanas para su desarrollo. (García 2004, p.50) indica que "las técnicas basadas en los sentidos humanos para la detección de fallas en los equipos, se realizan con el equipo

en marcha, para tener una apreciación inmediata de la condición de los equipos.

Cuando se necesita dejar constancia de una condición específica, se requiere el uso de cámaras fotográficas, moldes, videos, entre otros (...).” La técnica VOSO es muy importante, porque así como los equipos de esta investigación pueden ver y escuchar lo que el humano con sus sentidos no puede, existen situaciones que estas herramientas no podrán detectar, contrario a nuestros sentidos para los cuales sí es posible.

#### **7.11. Normas y procedimientos internacionales**

Existen muchas maneras de realizar los estudios, pero a nivel internacional se dan lineamientos específicos publicadas como normativa (E1934-99A) validada en el 2010 “*Standard Guide for Examining Electrical and Mechanical Equipment with Infrared Thermography*” aplica a procedimientos seguros, responsabilidad personal y contenido de reportes.



## 8. HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN

Mediante la aplicación simultánea de tecnologías de mantenimiento predictivo como termografía y ultrasonido complementado con análisis VOSO se pueden reducir los costos de mantenimiento al detectar fallas en etapa incipiente anticipándose a la condición de falla severa por lo que los costos de mantenimiento se reducen al realizar servicios menores.

- Variables cuantificables a medir:
  - Calor
  - Temperatura: grados centígrados °C
  - Ruido ultrasónico en rango 30 a 40 KHz: decibelios
  
- Variables no cuantificables
  - Olor: leve, medio, quemado
  - Ruido baja frecuencia por debajo de 20 KHz: alto, medio, bajo
  - Análisis visual: integridad, anomalía
  
- Indicadores
  - Calor excesivo: grados centígrados
  - Convección: gradiente térmico °C
  - Taponamiento de radiadores: convección
  - Presencia de descargas parciales: sonido ultrasónico por encima de 20 KHz



- Presencia de efecto corona/tracking: sonido ultrasónico por encima de 20 KHz
- Sobrecalentamiento: olor dieléctrico quemado
- Anomalías con sentidos humanos: caliente al tacto, ruido y olor

## **9. CONTENIDO**

El contenido de este trabajo se concentra en el resultado de reunir la información suficiente para lograr determinar una guía eficaz en el diseño de rutas de monitoreo por condición, que serán útiles para determinar las acciones preventivas mecánicas a tomar, para prolongar la vida útil de los transformadores eléctricos de potencia sumergidos en dieléctrico líquido, tomando como base la utilización de tecnologías de mantenimiento predictivo no intrusivo y sus limitantes.



## 10. ÍNDICE PROPUESTO

TÍTULO  
INTRODUCCIÓN  
ANTECEDENTES  
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA  
JUSTIFICACIÓN  
OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS  
ALCANCES  
METODOLOGÍA  
HIPÓTESIS  
JUSTIFICACIÓN  
OBJETIVOS  
ALCANCE  
HIPÓTESIS  
ÍNDICE DE CONTENIDOS  
METODOLOGÍA  
TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN  
CRONOGRAMA  
FACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA  
REFERENCIAS

### 1. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

- 1.1. Definiciones generales y componentes de transformadores de potencia.
  - 1.1.1. Análisis de fallas
  - 1.1.2. Fallas en transformadores

- 1.1.3. Termografía
- 1.1.4. Ultrasonido
- 1.1.5. Mantenimientos predictivos enfocados a monitoreo de condición.
- 1.1.6. Estudio termográfico
- 1.1.7. Estudio ultrasónico
- 1.1.8. Análisis VOSO
- 1.1.9. Normas y procedimientos internacionales

## 2. INVESTIGACIÓN PROPUESTA

- 2.1. Selección de la muestra
- 2.2. Preparación de la muestra
- 2.3. Identificación de variables

## 3. MANTENIMIENTO PREDICTIVO A REALIZAR

- 3.1. Análisis VOSO
- 3.2. Estudio termográfico
- 3.3. Estudio ultrasónico

## 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

- 4.1. Análisis de resultados VOSO
- 4.2. Análisis de resultados del estudio termográfico mediante software.
- 4.3. Análisis de resultados del estudio ultrasónico mediante software

## 5. INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍAS

- 5.1. Tabulación de datos
- 5.2. Tabla de resultados

## 6. ANÁLISIS DE RIESGO

- 6.1. Análisis de riesgo por anomalías VOSO
- 6.2. Análisis de riesgo por anomalías del estudio termográfico
- 6.3. Análisis de riesgo por anomalías del estudio ultrasónico

## 7. ANÁLISIS ECONÓMICO

- 7.1. Análisis de costos de oportunidad a la falla encontrada
- 7.2. Análisis de costos de invertir en tecnología predictiva como recurso propio.
- 7.3. Análisis de costos por subcontratación
- 7.4. Comparación entre costo de no hacer nada, invertir en recursos propios y subcontratación VAN y TIR.

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

BLIBLIOGRAFÍA

ANEXOS



## 11. MÉTODOS Y TÉCNICAS

El estudio será de tipo descriptivo, utilizando variables cualitativas y analíticas y las del tipo cuantitativo, para lo cual se han estado recaudando datos en diferentes empresas de la iniciativa privada en Guatemala, para obtener resultados que proporcionarán información del comportamiento de los transformadores de potencia, aplicando las tres técnicas.

La metodología consiste principalmente en dos fases: la primera se refiere a la recaudación de datos como apariencia, integridad, olor, temperatura y sonidos de alta frecuencia y la segunda es la utilización de herramientas como cámara termográfica y equipo ultrasónico para efectuar mediciones.

- Primera fase: aplicará análisis VOSO a los transformadores para detección de anomalías, fallas y condiciones de riesgo de acuerdo con el análisis de trabajo seguro. Si los resultados no son satisfactorios, no se procede con las siguientes fases.
- Segunda fase: se enfocará en realizar las mediciones de variables como temperatura y verificación de convección con tecnología termográfica infrarroja.
- Tercera fase: buscará ultrasonido por encima de 20 KHz para detección de anomalías eléctricas internas y externas, si los resultados de primera y segunda fase son satisfactorios.



- Cuarta fase: utilizará software profesional para realizar reportes a partir de las mediciones de la segunda y tercera fases.
- Quinta fase: integrará los resultados obtenidos en tablas de fácil comprensión que permitirán en el futuro la elaboración de gráficos de tendencia.
- Sexta fase: se elaborará un análisis de riesgos para determinar como primera aproximación si el transformador es confiable para operación con las técnicas empleadas y los riesgos asociados a las anomalías. Sugerir el empleo de otras tecnologías para complementar el diagnóstico.
- Séptima fase: complementará el análisis costo beneficio de oportunidad de aplicar las técnicas de mantenimiento predictivo no intrusivo, aplicada a transformadores eléctricos de potencia contra la opción de no hacerlo.

## 12. METODOLOGÍA

El universo está limitado a los transformadores de potencia tipo sumergido en dieléctrico líquido a los cuales se tenga acceso dentro de la República de Guatemala, en empresas con diversos giros de negocio como generadores y consumidores. Cada unidad tendrá una sola fecha de medición para todas las tecnologías mencionadas.

Las condiciones para efectuar las mediciones deben ser con equipos trabajando a la mayor capacidad de carga posible y en ausencia total de lluvia para obtener los resultados más confiables y las mejores condiciones de seguridad para el personal.

El trabajo de campo de aplicación de los métodos de análisis se hará en tres fases con el siguiente condicionamiento: si en la primera se detectan anomalías importantes, no se prosigue con las siguientes.

En la primera fase el análisis VOSO verificará cualitativamente la integridad, la cual busca defectos tales como deterioro externo, olores a quemado, corrosión, oxidación, alta temperatura al tacto de los radiadores, confiabilidad de los indicadores de nivel de aceite dieléctrico de la unidad, entre otros. Encontrar una anomalía en el transformador con esta técnica podría hacer innecesario el realizar estudios termográficos y ultrasónicos.

En la segunda fase (estudio termográfico) se verifica cuantitativamente con mediciones a distancia la convección en los radiadores del transformador, buscando gradientes térmicos en operación de máxima carga.

Las imágenes térmicas obtenidas con equipos Flir en escala de 0 a 120 °C, serán analizadas en software específico del fabricante de los equipos. Encontrar anomalías en esta etapa elimina la utilización de la tecnología ultrasónica.

En la tercera fase (estudio ultrasónico) se realizarán mediciones cualitativas utilizando módulo de contacto magnético colocado directamente en la cuba del transformador y al equipo UP15000, donde se medirán decibelios a una frecuencia ultrasónica por encima de 20 KHz para detectar la presencia de descargas parciales que serán analizadas en software específico del fabricante de los equipos.

En la cuarta fase se agrupará información cualitativa y cuantitativa obtenida de la aplicación de las tecnologías mencionadas; se elaborará una tabla con los resultados del muestreo para cada una de las aplicaciones, las cuales serán integradas en tablas por análisis VOSO, termografía y ultrasonido.

En la quinta fase se elaborarán tablas de análisis de riesgos asociadas a las condiciones encontradas individualmente.

En la sexta etapa final se harán las conclusiones generales a partir de las cuales se podrán identificar las ventajas económicas costo-beneficio de integrar las técnicas contra la opción de no hacerlo.

### 13. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

El autor asignará diferentes escalas de tiempo para las actividades a realizar, tales como efectuar mediciones a equipos accesibles, análisis de resultados y elaboración de reportes de acuerdo con la tecnología aplicada.

Figura 17. Cronograma de actividades

Fase	Descripción	Mes 1				Mes 2				Mes 3				Mes 4			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Documentación																
	Recopilación de información pública																
	Clasificación de criticidad de equipos																
2	Verificación																
	Revisión de reportes por equipos																
	Verificación uso otras tecnologías																
3	Recaudación de información																
	Unificación de acuerdo a casos																
4	Análisis de resultados																
	Análisis riesgo explosión																
	Análisis riesgo incendio																
	Análisis riesgo interrupción operación																
	Conclusiones																
	Recomendaciones																

Fuente: elaboración propia.



## 14. RECURSOS NECESARIOS

### 14.1. Presupuesto

El desarrollo de la investigación no tendrá ningún costo para su desarrollo. Se presentan dos alternativas: la primera utilizando equipos propios de la empresa y la segunda, por subcontratación de los servicios a empresa especializada.

#### 14.1.1. Descripción de los gastos

La siguiente tabla muestra el desglose de valores de inversión necesarios para realizar las inspecciones termográficas

Tabla VI. **Inversión en equipos termográficos**

<b>Requerimientos</b>	<b>Anotaciones</b>	<b>Precios</b>
Equipo termográfico básico Flir I5	Puede ser utilizado por personal no especializado.	Q10 000,00
Equipo termográfico medio Flir E60 y T420	Utilizado por técnico certificado.	Q40 000,00 y Q50 000,00, respectivamente

Continuación de la tabla VI.

Software Flir avanzado versión 9	Herramienta de análisis indispensable.	Q25 000,00
Certificación del personal	Puede ser un ingeniero o un técnico con criterio.	Q 35 000,00
<b>Subtotal</b>		<b>160 000,00</b>

Fuente: elaboración propia.

Tabla VII. **Inversión en equipos ultrasónicos**

<b>Requerimientos</b>	<b>Anotaciones</b>	<b>Precios</b>
Equipo ultrasónico UP 15000	Puede ser utilizado por personal no especializado.	Q110 000,00
Software UE Systems	Herramienta de análisis indispensable.	0,00
Certificación del personal	Puede ser un ingeniero o un técnico con criterio.	Q 35 000,00
<b>Subtotal</b>		<b>Q145 000,00</b>

Fuente: elaboración propia.

Tabla VIII. **Costos de ejecución del trabajo**

<b>Requerimientos</b>	<b>Anotaciones</b>	<b>Precios</b>
Ayudante de electricista	Puede ser utilizado por personal no especializado.	Costo por jornada Q250,00* 10 días
Ingeniero electricista	Criterio de análisis de falla planteamiento soluciones.	Costo por proyecto Q25 000,00
Ingeniero de riesgos	Analiza el riesgo de acuerdo con la amenaza.	Q 25 000,00
Viáticos	Los equipos están dispersos.	Q15 000,00
Valor asesoría	Para aplicación de la tecnologías.	Q15 000,00
Equipo de protección y prima de seguro AP	AP se refiere a accidentes personales por área riesgosa.	Q1 500,00
<b>Total</b>		<b>Q84 000,00</b>

Fuente: elaboración propia.



Tabla IX. **Inversión total para la realización del trabajo**

<b>Requerimientos</b>	<b>Anotaciones</b>	<b>Precios</b>
Termografía	Equipos más capacitación.	Q160 000,00
Ultrasonido	Equipos más capacitación.	Q145 000,00
Ejecución del trabajo	Personal e insumos para 10 muestras.	Q84 000,00
<b>Totales</b>		<b>Q389 000,00</b>

Fuente: elaboración propia.

Tabla X. **Alternativa para subcontratación del servicio**

<b>Requerimiento</b>	<b>Anotaciones</b>	<b>Precio</b>
Termografía, ultrasonido, VOSO y análisis de riesgos	Existen empresas que pueden realizar todas estas tareas.	
	Incluye trabajo de campo, reportes por tecnología, análisis de riesgo y viáticos.	Q15 000,00
<b>Total subcontratación por ambas tecnologías estimando cuatro jornadas</b>		<b>Q60 000,00</b>

Fuente: elaboración propia.

## 15. BIBLIOGRAFÍA

1. APUANGO, Juan Carlos. *Administración del sistema de mantenimiento de transformadores de potencial de la central hidroeléctrica Paute Molino*. Ecuador: Universidad Técnica del Norte, 2011. 185 p.
2. ARGUEDAS, Paul Valenciano. *Plan de proyecto para mantenimiento predictivo de las centrales telefónicas basado en estudios termográficos*. San José, San José, Costa Rica: Universidad para la cooperación internacional UCI. 2008. 168 p.
3. BARTLHEY, William. *Analysis of Transformer Failures. International Association of Engineering Insurers 36th Annual Conference-Stockholm Sweden*, 2003. 12 p.
4. BERG, Fritze. *Reliability of main transformers*. Germany: Bundestamt für Strahlenschutz, Salzgitter, 2011. 69 p.
5. CERÓN, Andrés. *Indice de salud para transformadores de potencia inmersos en aceite mineral con voltajes de 69 y 230 kV usando lógica difusa*. Argentina: Instituto Nacional de San Juan, IEEE-UNSJ CONICET, 2014. 10 p.
6. FERREIRO, Alejandro. *Ensayo numérico del calentamiento de un transformador eléctrico*. Argentina: Universidad Nacional de Santiago del Estero, Facultad de Ciencias Exactas y Tecnológicas, 2011. 14 p.

7. GALLO, Ernesto. *Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo*. Colombia: ECM Impresores. 2010. 238 p.
8. GARCÍA, Javier. *Mejora en la en la confiabilidad de la operación de las plantas de generación de energía eléctrica: Desarrollo de una metodología de gestión de mantenimiento basado en riesgo (RBM)*. España: Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) Instituto de Postgrado y Formación Continua, 2014. 214 p.
9. HINCAPIÉ, Alejandro. *Análisis de riesgo y asegurabilidad del sistema masivo de transporte Trolebus*. Colombia: Universidad Pontificia Bolivariana. 2013. 20 p.
10. LASTRA, Daniel. *Sistema de monitorización continua de descargas parciales en transformadores de alta potencia*. España: Departamento de Tecnología Electrónica, Universidad Carlos III de Madrid, 2012, 188 p.
11. MAGO, María Gabriela. Análisis de fallas en transformadores de distribución utilizando ensayos no destructivos y pruebas de tensión mecánicas. En: *Revista ingeniería UC*, 15-26. Venezuela: Red de revistas científicas de América Latina, España y Portugal, 2011. 26 p.
12. MARTÍN, Valentín. *Evaluación de riesgo de incendio en un transformador*. España: Escuela Politécnica Superior, Universidad Carlos III de Madrid, 2009. 127 p.

13. MARTÍNEZ, Marco Junio. *Mantenimiento predictivo a transformadores de potencia por medio de análisis de aceite dieléctrico y técnicas complementarias*. Trabajo de graduación de Maestría en Gestión Industrial, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, Departamento de estudios de postgrado, 2008. 125 p.
14. PÉREZ, Rómulo. *Evaluación por riesgo del peso de las fallas en transformadores de potencia*. México: Eleventh LACCEI Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology, 2013. 11 p.
15. ROJAS MORENO, Mónica Victoria. *Sensor de acoplamiento inductivo para la medida de pulsos de corriente de alta frecuencia. Aplicación para la medida y detección de descargas parciales*. España: Universidad Carlos III de Madrid, 2011. 172 p.
16. ROLAND, Natalie. *Incidentes de explosiones e incendios en transformadores. Pautas para evaluación de costos por daños*. France: Departamento de Investigación SERGI, 2011. 139 p.
17. SERRANO, José Manuel. *Análisis y gestión de riesgos en el mantenimiento eléctrico de una subestación de alta tensión*. México: Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Sección de Estudios de Postgrado, Unidad Zacatenco. 2011. 139 p.
18. TAVERNERO, Andrés. *Mantenimiento de transformadores de potencia*. En: *Revista de Mantenimiento Núm. 184. Ensayos de campo*. Unitronics S. A. España, 2005. 20 p.



## 16. ANEXOS

### Anexo 1. Tipos de transformadores

Aplicaciones y tipos:

- Transformadores de subestación
- Transformadores de generación
- Transformadores para rectificadores y horno
- Transformadores de tracción
- Autotransformadores y reactancias

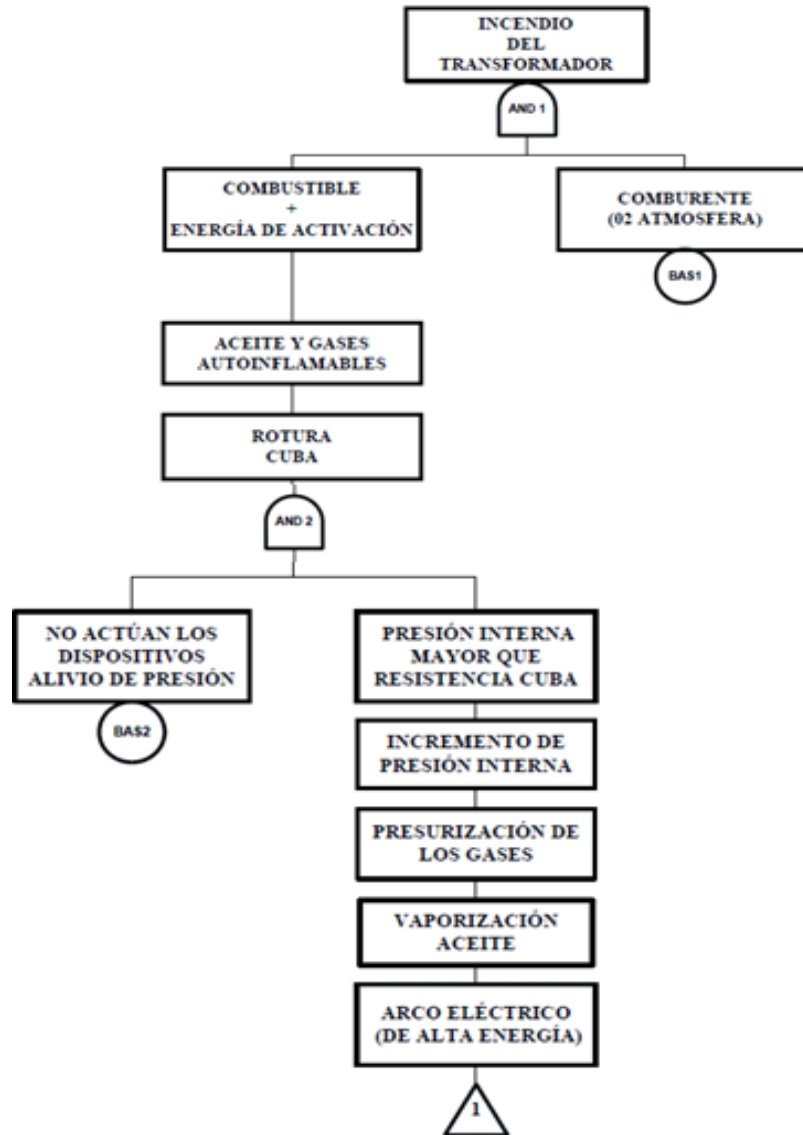
Características principales:

- Potencias asignadas: desde 2.5 MVA hasta 160 MVA
- Nivel de aislamiento: desde 12 kV hasta 245 kV
- Frecuencia: 50 o 60 Hz.
- Regulación de tensión en cualquiera de los arrollamientos.
  - Con cambiador de tomas sin carga: hasta 17 posiciones
  - Con cambiador de tomas en carga: hasta 35 posiciones
- Grupos de conexión: transformadores monofásicos o trifásicos con posibilidad de triángulo o estrella en cualquiera de los arrollamientos.
- Número de arrollamientos: posibilidad de fabricar transformadores con primario + secundario, doble secundario, terciario de compensación o carga, y cualquier otro tipo requerido por el cliente.

- Refrigeración: los transformadores se construyen con los siguientes tipos de refrigeración (de acuerdo con UNE-EN 60076):
  - ONAN/KNAN
  - ONAF/KNAF
  - ODAF/KDAF
  - OFAN/KFAN
  - OFAF/KFAF
  - OFWF/KFWF

Fuente: Norma UNE-EN 60076.

Anexo 2. **Árbol de fallas y sus consecuencias para transformadores de potencia**



Fuente: MARTÍNEZ, Marco. *Mantenimiento predictivo a transformadores*. p. 98.

En la figura anterior se puede cuantificar el riesgo de incendio en un transformador.



