



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

**METODOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)
APLICADA A TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

Angel Danilo Muñoz Pérez

Asesorado por el Ing. José Guillermo Bedoya Barrios

Guatemala, marzo de 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**METODOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)
APLICADA A TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ANGEL DANILO MUÑOZ PÉREZ

ASESORADO POR EL ING. JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MARZO DE 2018

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 Garcia
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
VOCAL V	Br. Carlos Enrique Gómez Donis
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno (a.i.)
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Byron Armando Cuyán Culajay
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

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:

METODOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) APLICADA A TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 28 de febrero 2017.


Angel Danilo Muñoz Pérez

Guatemala 21 de septiembre 2017

Ing. Saúl Cabezas
Coordinador Área de potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería

Señor coordinador

Por este medio le informo que he asesorado el trabajo de graduación titulado: **"METODOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) APLICADA A TRANSFORMADORES DE POTENCIA"**, desarrollado por el estudiante **Angel Danilo Muñoz Pérez**, quien se identifica con el carné No. 200413530, previo a optar el título de Ingeniero Electricista.

En base a la revisión y corrección de dicho trabajo, considero que ha alcanzado los objetivos propuestos, por lo que el estudiante y el asesor, nos hacemos responsables del contenido de este trabajo.

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios

Colegiado No. 4846

Asesor

INGENIERO ELECTRICISTA
JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS
COLEGIADO No. 4846



REF. EIME 05. 2018.

1 DE FEBRERO 2018.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**METODOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN
CONFIABILIDAD (RCM) APLICADA A TRANSFORMADORES
DE POTENCIA,** del estudiante Angel Danilo Muñoz Pérez,
que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.



Atentamente,
ID Y ENSEÑADA A TODOS

M.B.A. Ing. Saul Cabezas Durán
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4648

Ing. Saul Cabezas Durán
Coordinador de Potencia

SFO



REF. EIME 05. 2018.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; ANGEL DANILO MUÑOZ PÉREZ titulado: METODOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) APLICADA A TRANSFORMADORES DE POTENCIA, procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Andriano González

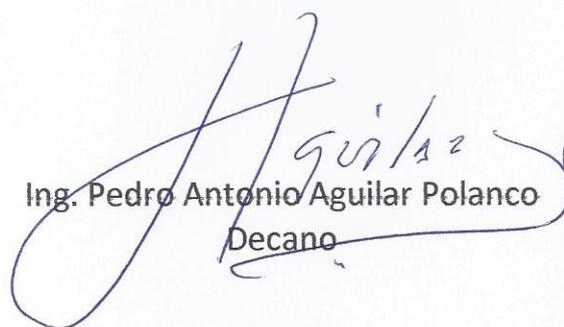


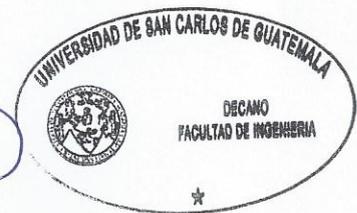
GUATEMALA, 15 DE FEBRERO 2,018.



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 Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **METODOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) APLICADA A TRANSFORMADORES DE POTENCIA**, presentado por el estudiante universitario: **Angel Danilo Muñoz Pérez**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, marzo de 2018

/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por haberme permitido llegar hasta este punto y darme sabiduría y paciencia para lograr mis objetivos; además, de su infinita bondad y amor.
- Mis padres** Fidelina Pérez y Gregorio Muñoz, por darme apoyo en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien.
- Mis hermanas** Gardenia y Andrea Muñoz, por estar conmigo en todo momento.
- Mi familia** Abuelos (q. e. p. d.), tíos y primos por su ejemplo, consejos permanentemente mantenidos a través del tiempo y todos aquellos que participaron directa e indirectamente para culminar mis estudios universitarios.
- Mi novia** Johana Sosa, por ser una mujer ejemplar y apoyarme incondicionalmente en esta última etapa de mis estudios universitarios.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por darme una formación de gran calidad.

Facultad de Ingeniería

Por el conocimiento adquirido y permitirme alcanzar esta meta en mi vida.

Mis amigos de la Facultad

Daniel García, Daniel Milian, Stuardo Muñoz, Greysi Calderón y Edy López.

Mi asesor

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios, por su ayuda y guía en el transcurso de mi trabajo de graduación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
GLOSARIO	XV
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
1. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD, RCM.....	1
1.1. Siete preguntas básicas del RCM	1
1.2. Conceptos del RCM	2
1.2.1. Contexto operacional.....	2
1.2.2. Funciones del análisis de RCM	3
1.2.3. Fallas funcionales o estados de falla	3
1.2.4. Modo de falla	4
1.2.5. Los efectos de las fallas	4
1.2.6. Categoría de consecuencias	5
1.2.7. Diferencia entre efectos y consecuencias de falla	6
1.2.8. Diferencia entre falla funcional y modos de falla.....	6
1.2.9. Fallas ocultas.....	6
1.2.10. Fallas potenciales y la curva P-F	8
1.2.11. El intervalo P-F	9
1.3. Mantenimiento	11
1.3.1. Mantenimiento predictivo o a condición.....	12
1.3.2. Mantenimiento preventivo.....	13

1.3.2.1.	Sustitución o reacondicionamiento cíclico	13
1.3.3.	Mantenimiento correctivo o trabajo a la rotura	13
1.3.4.	Mantenimiento detectivo o de búsqueda de fallas...	14
1.3.5.	¿Cómo seleccionar el mantenimiento adecuado?...	14
1.3.6.	Frecuencia de tareas a condición (mantenimiento predictivo)	16
1.3.7.	Frecuencia de tareas de sustitución cíclica (mantenimiento preventivo)	16
1.3.8.	Frecuencia de tareas detectivas (búsqueda de fallas).....	17
1.3.9.	Lugar del rediseño.....	17
1.3.10.	Patrones de falla en función del tiempo	18
1.4.	Confiabilidad	20
1.4.1.	Definición de confiabilidad.....	20
1.4.2.	Criterio de confiabilidad.....	21
1.4.3.	El costo de la confiabilidad en el mantenimiento	23
2.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	25
2.1.	Definición de transformador de potencia.....	25
2.2.	Definiciones complementarias	25
2.3.	Principio de funcionamiento del transformador	28
2.4.	Fallas en transformadores.....	30
2.4.1.	Falla térmica.....	30
2.4.2.	Descarga parcial	31
2.4.3.	Arco eléctrico.....	32
2.4.4.	Falla externa.....	32
2.4.4.1.	Esfuerzos eléctricos	32
2.4.4.2.	Esfuerzos mecánicos	33

2.5.	Tipos de enfriamiento en los transformadores.....		33
2.5.1.	Enfriamiento con líquido aislante		33
2.6.	Partes y accesorios del transformador de potencia		37
2.6.1.	Núcleo		38
2.6.2.	Bobinas o devanados		39
2.6.3.	Cambiador de derivaciones		39
2.6.4.	Termómetros o medidores de temperatura		40
2.6.5.	Indicador de nivel de aceite		41
2.6.6.	Dispositivo para toma de muestra de aceite		42
2.6.7.	Válvula de alivio de presión		42
2.6.8.	Cuba		43
2.6.9.	Radiadores		44
2.6.10.	Ventiladores.....		44
2.6.11.	Tanque de expansión		45
2.6.12.	Relé Buchholz.....		46
2.6.13.	Relé de presión súbita		47
2.6.14.	Aislamientos		48
	2.6.14.1.	Aislamiento sólido.....	48
	2.6.14.2.	Aislamiento líquido.....	48
2.6.15.	Aisladores pasatapas (bujes).....		49
2.6.16.	Descargadores de sobretensión o pararrayos		50
2.6.17.	Secador o deshidratador de aire.....		50
2.6.18.	Empaques.....		51
2.6.19.	Equipo de instrumentación		51
2.7.	Factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento		51
2.7.1.	Humedad		52
2.7.2.	Oxígeno		54
2.7.3.	El calor.....		56

2.7.4.	Contaminación externa	57
2.8.	Pruebas a los transformadores de potencia.....	57
2.8.1.	Análisis de gases disueltos en el aceite (DGA)	57
2.8.1.1.	Ventajas al realizar análisis de gases ..	57
2.8.2.	Pruebas fisicoquímicas al aceite dieléctrico	58
2.8.2.1.	Rigidez dieléctrica	58
2.8.2.2.	Número de neutralización.....	58
2.8.2.3.	Tensión interfacial	59
2.8.2.4.	Factor de potencia.....	60
2.8.2.5.	Color.....	61
2.8.2.6.	Contenido de humedad	61
2.8.3.	Pruebas realizadas al aislamiento sólido	61
2.8.3.1.	Prueba de SFRA	61
2.8.3.2.	Resultados que se obtienen en la huella digital	62
2.8.3.3.	¿Cuándo realizar SFRA?	62
2.8.3.4.	Factor de potencia.....	63
2.8.3.5.	Resistencia de aislamiento.....	64
2.8.4.	Prueba de corriente de excitación	66
2.8.5.	Prueba de relación de transformación.....	67
2.8.6.	Prueba de resistencia (DC) de devanados.....	68
2.8.7.	Pruebas de aislamiento del núcleo.....	68
2.8.7.1.	Resistencia de aislamiento.....	68
2.8.8.	Prueba de termografía infrarroja	68
3.	METODOLOGÍA ACTUAL APLICADA.....	71
3.1.	Ventajas y desventajas al implementar un RCM	72
3.1.1.	Ventajas al aplicar un RCM	72
3.1.2.	RCM aplicado al transformador de potencia	73

3.2.	Desventajas al no implementar un RCM	74
4.	APLICACIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA RCM A UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA INMERSO EN ACEITE.....	77
4.1.	Metodología RCM aplicada al sistema de protección externa del transformador.....	80
4.1.1.	Mantenimiento e inspección al deshidratador.....	81
4.1.2.	Mantenimiento e inspección a bushing de AT y BT	82
4.1.3.	Mantenimiento e inspección a pararrayos	85
4.2.	RCM aplicado al sistema de protección interna del transformador	86
4.2.1.	Mantenimiento e inspección del relé buchholz	86
4.2.2.	Mantenimiento e inspección válvula de sobrepresión.....	88
4.2.3.	Mantenimiento e inspección a medidores de temperatura	90
4.2.4.	Mantenimiento e inspección del medidor de nivel de aceite	91
4.2.5.	Inspección al aislamiento líquido y sólido	93
4.2.5.1.	Funciones específicas del aceite	94
4.2.6.	Funciones específicas del papel aislante	94
4.3.	RCM aplicado al sistema de enfriamiento del transformador ..	95
4.3.1.	Mantenimiento e inspección del sistema de enfriamiento	95
4.4.	RCM aplicado al sistema pasivo del transformador.....	97
4.4.1.	Mantenimiento e inspección de la cuba.....	97
4.4.1.1.	Detección y reparación de fuga	98

4.4.2.	Mantenimiento e inspección del tanque conservador.....	100
4.5.	RCM aplicado al sistema activo del transformador	102
4.5.1.	Mantenimiento e inspección de los devanados	102
4.5.2.	Mantenimiento al núcleo.....	104
4.5.3.	Mantenimiento e inspección del cambiador de derivaciones	105
4.6.	Integración de sistemas del el transformador.....	107
4.7.	Concientización al departamento de mantenimiento.....	111
4.8.	Protocolos para maniobras	113
4.8.1.	Protocolo de desenergización	113
4.9.	Protocolo de puesta en servicio	114
4.10.	Resultados obtenidos en campo al realizar pruebas eléctricas.....	115
4.10.1.	Rigidez dieléctrica	117
4.10.2.	Pruebas de factor de potencia de aislamiento y capacitancia de devanados.....	118
4.10.3.	Pruebas de factor de potencia y capacitancia de bushings.....	119
4.10.4.	Pruebas de collar caliente a bushings.....	120
4.10.5.	Pruebas de corriente de excitación	121
4.10.6.	Pruebas de relación de transformación TTR.....	122
4.10.7.	Pruebas de resistencia de aislamiento de devanados.....	123
4.10.8.	Resultados de prueba de resistencia óhmica de devanados de alta tensión.....	127
4.10.9.	Diagnóstico de pruebas.....	128

CONCLUSIONES	129
RECOMENDACIONES	131
BIBLIOGRAFÍA.....	133
ANEXOS.....	135

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Curva P-F	9
2.	Intervalo P-F	10
3.	6 patrones de falla	19
4.	Evolución de los tipos de mantenimiento	22
5.	Origen de la confiabilidad de componentes	23
6.	Principio de funcionamiento	29
7.	Enfriamientos OA y OA/FA	36
8.	Deshidratador	81
9.	Bushing de AT y BT	84
10.	Pararrayos	85
11.	Relé Buchholz	87
12.	Despiece de válvula de sobrepresión	89
13.	Medidores de temperatura tipo reloj	90
14.	Medidor del nivel de aceite	92
15.	Radiador y ventiladores	96
16.	Cuba	99
17.	Tanque conservador	101
18.	Devanados	103
19.	Núcleo	104
20.	Volante del cambiador de derivaciones	106
21.	Integración de sistemas	110
22.	Curva medición de humedad	116
23.	Alta vs tierra	124

24.	Alta vs baja	125
25.	Baja vs tierra	126

TABLAS

I.	Confiabilidad ciclo de vida	21
II.	Enfriamiento de transformadores sumergidos en líquido	34
III.	Transformador y sus partes constructivas	37
IV.	Partes y accesorios.....	38
V.	Equipos con mayor índice de fallas	78
VI.	Indicadores de mantenimiento durante el periodo 2016	78
VII.	Bushing.....	79
VIII.	Matriz de criticidad	80
IX.	Deshidratador	82
X.	Bushing AT y BT.....	84
XI.	Pararrayo	86
XII.	Relé Buchholz.....	88
XIII.	Válvula de sobrepresión	89
XIV.	Medidores de temperatura.....	91
XV.	Medidor de nivel de aceite	93
XVI.	Aislante líquido y sólido	95
XVII.	Radiadores y ventiladores	97
XVIII.	Cuba	100
XIX.	Tanque conservador	101
XX.	TDevanados	103
XXI.	Núcleo.....	105
XXII.	Cambiador de derivaciones	106
XXIII.	Resultados de humedad	116
XXIV.	Categorías de humedad según norma.....	117

XXV.	Nivel de voltaje	117
XXVI.	Resultados en campo, 1.....	118
XXVII.	Resultados en campo, 2.....	119
XXVIII.	Resultados en campo, 3.....	119
XXIX.	Resultados en campo, 4.....	120
XXX.	Resultados en campo, 5.....	121
XXXI.	Resultados de campo, 6.....	122
XXXII.	Resultados en campo, 7.....	123
XXXIII.	Resultados en campo alta tensión	127
XXXIV.	Resultados en campo baja tensión	127
XXXV.	Diagnóstico de pruebas.....	128

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
AT	Alta tensión
A	Amperio
BT	Baja tensión
C	Capacitancia
cm	Centímetro
R(t)	Confiabilidad de un equipo en un tiempo t dado
e	Constante neperiana
AC	Corriente alterna
DC	Corriente directa
I_p	Corriente en el primario
I_s	Corriente en el secundario
dyn	Dina
CO₂	Dióxido de carbono
E_p	Fuerza electromotriz inducida en el primario
E_s	Fuerza electromotriz inducida en el secundario
Φ	Flujo magnético
°C	Grados centígrados
g	Gramo
Hz	Hertz
L	Inductancia
Kg	Kilogramo
KV	Kilovoltio
mg	Miligramo

mm	Milímetro
CO	Monóxido de carbono
N_p	Número de espiras en el primario
N_s	Número de espiras en el secundario
Ω	Ohmio
KVA	Potencia aparente
P_i	Potencia de entrada
P_s	Potencia de salida
KW	Potencia real
R	Resistencia
λ	Tasa de falla
t	Tiempo
V_p	Tensión del primario
V_s	Tensión del secundario
W	Vatio

GLOSARIO

Aceite dieléctrico	Aceite utilizado como refrigerante y aislante en transformadores de potencia.
Bourdon	Tubo metálico.
Buchholz	Apellido de quien desarrollo el relé Buchholz.
<i>Bushing</i>	Cojinete.
Dieléctrico	Material que se utiliza como aislante de la electricidad.
DIRANA	Análisis de respuesta dieléctrica en transformadores (DIRANA, por sus siglas en inglés, <i>dielectric response analysis on transformers</i>).
Ley de Faraday	Inducción electromagnética.
OLTC	Cambiador de tomas bajo carga (OLTC, por sus siglas en idioma inglés, <i>on load tap changer</i>).
<i>Overall</i>	Prueba dieléctrica en el cual se analiza la totalidad del aislamiento de un transformador.

RCM	Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM, por sus siglas en idioma inglés, <i>reliability centred maintenance</i>).
SAE	Sociedad de Ingenieros Automotores (SAE, por sus siglas en idioma inglés, Society of Automotive Engineers).
TPM	Mantenimiento productivo total (TPM, por sus siglas en idioma inglés, <i>maintenance procuctive total</i>).
TRELEC S.A.	Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima.
Winding	Devanado.

RESUMEN

El mantenimiento de maquinaria en las empresas es muy importante debido a que son activos que representan inversión; al momento de dañarse representan gasto.

En este trabajo de graduación se tendrá una idea de cómo realizar una metodología del mantenimiento centrado en confiabilidad para transformadores de potencia.

En el capítulo uno se describen los conceptos y tipos de mantenimiento, preguntas fundamentales que se deben hacer antes de realizar cualquier cambio de pieza. Estarán descritas las diferentes fallas de un dispositivo que se esté analizando a la hora de un mantenimiento.

En el capítulo dos se encuentra la definición de transformador de potencia, las fallas posibles a la hora de estar en funcionamiento; también, se explica con detalle cada parte del transformador, factores que influyen en el deterioro y, finalmente, pruebas eléctricas para el análisis de los resultados y determinar el estado en que se encuentran.

En el capítulo tres se plantean las ventajas al aplicar la metodología a transformadores de potencia y las desventajas al no aplicarla.

En el último capítulo se desarrolla la implementación de RCM a un transformador de potencia sumergido en aceite instalado en la empresa TRELEC S.A. Es en este capítulo donde se complementa lo leído en capítulos

anteriores; se describe la inspección y el mantenimiento respectivo a cada dispositivo que conforma dicho transformador.

OBJETIVOS

General

Elaborar una metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad, RCM, para mejorar el funcionamiento operacional de transformadores de potencia.

Específicos

1. Comprender y aplicar el método RCM en los transformadores de potencia, definiendo funciones, modos de falla, efectos de las fallas, dentro del contexto operacional del equipo.
2. Prolongar la vida útil de los componentes con el cuidadoso énfasis que se hace en el uso de técnicas de mantenimiento basadas en la condición de los transformadores de potencia.
3. Obtener mayor costo-beneficio del proceso de mantenimiento al centrar la atención en las actividades con mayor repercusión en el desempeño del transformador de potencia, asegurando que la inversión en el mantenimiento retribuya mejores resultados.
4. Preservar la seguridad e integridad ambiental, asegurando que se escogerá la forma de mantenimiento más efectiva para los transformadores de potencia antes que considerar su efecto en las operaciones.

INTRODUCCIÓN

El transformador eléctrico es un equipo fundamental dentro de cualquier sistema de potencia, por tal razón, requiere un trato especial para evitar las consecuencias que se presentan por su falla. La tendencia del usuario de cualquier equipo nuevo es confiar abiertamente en sus capacidades y no esperar una falla prematura. Sin embargo, el transformador es un equipo que debe cuidarse y mantenerse desde el primer día con miras a extender su vida útil y evitar al máximo la presencia de fallas.

En un ambiente tan competitivo como el actual, el conocimiento de las últimas técnicas de gestión del mantenimiento siempre constituyen un camino adecuado para alcanzar una mejora en la eficiencia y la productividad.

La aplicación del modelo de mantenimiento centrado en la confiabilidad, RCM, por sus siglas en inglés, (*reliability centered maintenance*) es una técnica que tiene sus orígenes a fines de los años 60 y ha dado muy buenos resultados en el manejo de activos.

Los beneficios de la aplicación RCM se verán reflejados en la gestión del mantenimiento de los transformadores de potencia, para que posteriormente se puedan tomar decisiones con una mayor cantidad de información, lo que permitirá que las acciones sean aún más acertadas.

1. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD, RCM

El mantenimiento centrado en confiabilidad (MCC) o *reliability centred maintenance* (RCM), fue desarrollado para la industria de la aviación civil hace más de 30 años. El proceso permite determinar cuáles son las tareas de mantenimiento adecuadas para cualquier activo físico.

El RCM ha sido utilizado en miles de empresas de todo el mundo: desde grandes empresas petroquímicas hasta las principales fuerzas armadas del mundo utilizan RCM para determinar las tareas de mantenimiento de sus equipos, incluyendo la gran minería, generación eléctrica, petróleo y derivados.

1.1. Siete preguntas básicas del RCM

La norma SAE JA1011 y JA1012 especifican los requerimientos que debe cumplir un proceso para ser denominado un proceso RCM. Según esta norma, las 7 preguntas básicas del proceso RCM son:

- ¿Cuáles son las funciones deseadas para el equipo que se está analizando?
- ¿Cuáles son los estados de falla (fallas funcionales) asociados con estas funciones?
- ¿Cuáles son las posibles causas de cada uno de estos estados de falla?
- ¿Cuáles son los efectos de cada una de estas fallas?

- ¿Cuál es la consecuencia de cada falla?
- ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir la falla?
- ¿Qué hacer si no puede encontrarse una tarea predictiva o preventiva adecuada?

1.2. Conceptos del RCM

El RCM muestra que muchos de los conceptos del mantenimiento que se consideraban correctos son realmente equivocados. En muchos casos, estos conceptos pueden ser hasta peligrosos. Por ejemplo, la idea de que la mayoría de las fallas se producen cuando el equipo envejece ha demostrado ser falsa para la gran mayoría de los equipos. A continuación se explican varios conceptos derivados del mantenimiento centrado en confiabilidad.

1.2.1. Contexto operacional

Antes de comenzar a redactar las funciones deseadas para el activo que se está analizando (primera pregunta del RCM), se debe tener un claro entendimiento del contexto en el que funciona el equipo. Por ejemplo, dos activos idénticos operando en distintas plantas pueden resultar en planes de mantenimiento totalmente distintos si sus contextos de operación son diferentes.

Un caso típico es el de un sistema de reserva que suele requerir tareas de mantenimiento muy distintas a las de un sistema principal, aun cuando ambos sistemas sean físicamente idénticos.

Entonces, antes de comenzar el análisis se debe redactar el contexto operacional, breve descripción donde se debe indicar: régimen de operación del equipo, disponibilidad de mano de obra y repuestos, consecuencias de indisponibilidad del equipo (producción perdida o reducida, recuperación de producción en horas extra, tercerización), objetivos de calidad, seguridad y medio ambiente.

1.2.2. Funciones del análisis de RCM

Comienza con la redacción de las funciones deseadas. Por ejemplo, la función de una bomba de agua puede definirse como bombear no menos de 500 litros/minuto de agua. Sin embargo, la bomba puede tener otras funciones asociadas, por ejemplo, contener al agua (evitar pérdidas). En un análisis de RCM, todas las funciones deseadas deben ser listadas.

1.2.3. Fallas funcionales o estados de falla

Las fallas funcionales o estados de falla identifican todos los estados indeseables del sistema. Por ejemplo, para una bomba dos estados de falla podrían ser incapaz de bombear agua, bombea menos de 500 litros/minuto, no es capaz de contener el agua. Notar que los estados de falla están directamente relacionados con las funciones deseadas.

Una vez identificadas todas las funciones deseadas de un activo, identificar las fallas funcionales es generalmente muy sencillo.

1.2.4. Modo de falla

Un modo de falla es una posible causa por la cual un equipo puede llegar a un estado de falla. Por ejemplo, impulsor desgastado es un modo de falla que hace que una bomba llegue al estado de falla identificado por la falla funcional bombea menos de lo requerido. Cada falla funcional suele tener más de un modo de falla. Todos los modos de falla asociados a cada falla funcional deben ser identificados durante el análisis de RCM.

Al identificar los modos de falla de un equipo o sistema, es importante listar la causa raíz de la falla. Por ejemplo, si se están analizando los modos de falla de los rodamientos de una bomba, es incorrecto listar el modo de falla rodamiento.

La razón es que el modo de falla listado no da una idea precisa de porque ocurre la falla. ¿Es por falta de lubricación? ¿Es por desgaste y uso normal? ¿Es por instalación inadecuada? Notar que este desglose en las causas que subyacen a la falla sí da una idea precisa de porque ocurre la falla, por consiguiente, que podría hacerse para manejarla adecuadamente (lubricación, análisis de vibraciones, otros).

1.2.5. Los efectos de las fallas

Para cada modo de falla deben indicarse los efectos de falla asociados. El efecto de falla es una breve descripción de qué pasa cuando la falla ocurre. Por ejemplo, el efecto de falla asociado con el modo de falla impulsor desgastado podría ser el siguiente: a medida que el impulsor se desgasta, baja el nivel del tanque, hasta que suena la alarma de bajo nivel en la sala de control.

El tiempo necesario para detectar y reparar la falla (cambiar impulsor) suele ser de 6 horas. Dado que el tanque se vacía luego de 4 horas, el proceso aguas abajo debe detenerse durante dos horas. No es posible recuperar la producción perdida, por lo que estas dos horas de parada representan una pérdida de ventas. Los efectos de falla deben indicar claramente cuál es la importancia que tendría la falla en caso de producirse.

1.2.6. Categoría de consecuencias

La falla de un equipo puede afectar a sus usuarios de distintas formas:

- Poniendo en riesgo la seguridad de las personas (consecuencias de seguridad).
- Afectando al medio ambiente (consecuencias de medio ambiente).
- Incrementando los costos o reduciendo el beneficio económico de la empresa (consecuencias operacionales).

Existe una quinta categoría de consecuencias, para aquellas fallas que no tienen ningún impacto cuando ocurren salvo que posteriormente ocurra alguna otra falla. Por ejemplo, la falla del neumático de auxilio no tiene ninguna consecuencia adversa salvo que ocurra una falla posterior (pinchadura de un neumático de servicio) que haga que sea necesario cambiar el neumático.

Estas fallas corresponden a la categoría de fallas ocultas. Cada modo de falla identificado en el análisis de RCM debe ser clasificado en una de estas categorías.

El orden en el que se evalúan las consecuencias es el siguiente:

Seguridad, medio ambiente, operacionales, y no operacionales, previa separación entre fallas evidentes y ocultas. El análisis RCM bifurca en esta etapa, el tratamiento que se le va a dar a cada modo de falla dependerá de la categoría de consecuencias en la que se haya clasificado, lo que es bastante razonable; no sería lógico tratar de la misma forma fallas que pueden afectar la seguridad que aquellas que tienen consecuencias económicas.

1.2.7. Diferencia entre efectos y consecuencias de falla

El efecto de falla es una descripción de qué pasa cuando la falla ocurre, mientras que la consecuencia de falla clasifica este efecto en una de 5 categorías, según el impacto que estas fallas tienen.

1.2.8. Diferencia entre falla funcional y modos de falla

La falla funcional identifica un estado de falla: incapaz de bombear, incapaz de cortar la pieza, incapaz de sostener el peso de la estructura. No dice nada acerca de las causas por las cuales el equipo llega a ese estado.

Eso es justamente lo que se busca con los modos de falla: identificar las causas de esos estados de fallas, ejemplo: cortado por fatiga, filtro tapado por suciedad, entre otros.

1.2.9. Fallas ocultas

Los equipos suelen tener dispositivos de protección, es decir, dispositivos cuya función principal es reducir las consecuencias de otras fallas (fusibles,

detectores de humo, dispositivos de detención por sobre velocidad, temperatura, presión, ente otros).

Muchos de estos dispositivos tienen la particularidad de que pueden estar en estado de falla durante mucho tiempo sin que nadie ni nada ponga en evidencia que la falla ha ocurrido. (Por ejemplo, un extintor contra incendios puede ser hoy incapaz de apagar un incendio y esto puede pasar totalmente desapercibido (sino ocurre el incendio)).

Una válvula de alivio de presión en una caldera puede fallar de tal forma que no es capaz de aliviar la presión si esta excede la presión máxima, y esto puede pasar totalmente desapercibido (sino ocurre la falla que hace que la presión supere la presión máxima).

Si no se hace ninguna tarea de mantenimiento para anticiparse a la falla o para ver si estos dispositivos son capaces de brindar la protección requerida, entonces puede ser que la falla solo se vuelva evidente cuando ocurra aquella otra falla cuyas consecuencias el dispositivo de protección está para aliviar. Por ejemplo, es posible detectar que no funciona el extintor recién cuando ocurra un incendio, pero entonces ya es tarde: se produjo el incendio fuera de control.

Es posible detectar que no funciona la válvula de seguridad recién cuando se eleve la presión y está no actué, pero también ya es tarde: se produjo la explosión de la caldera. Este tipo de fallas se denominan fallas ocultas, dado que requieren de otra falla para volverse evidentes.

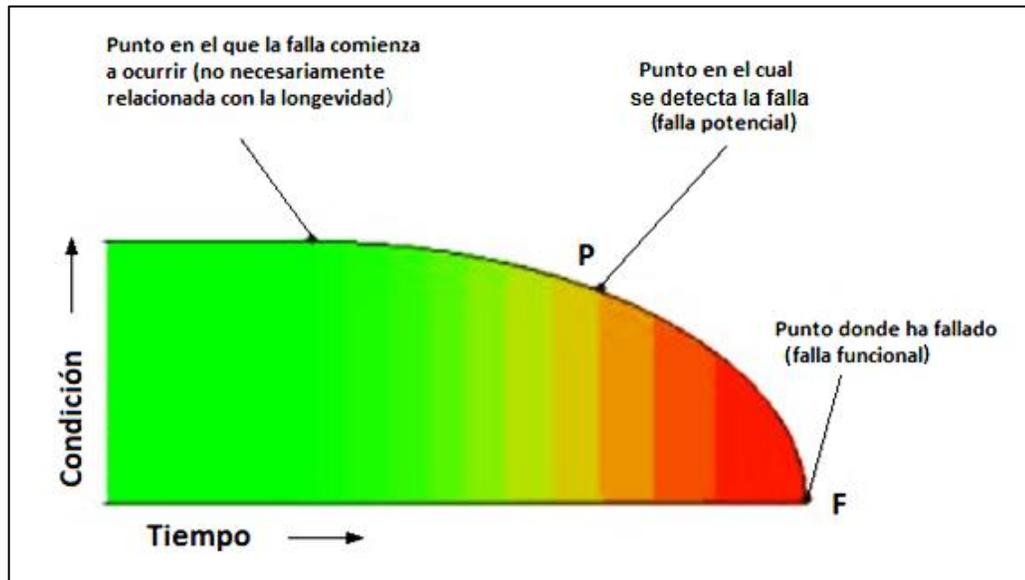
1.2.10. Fallas potenciales y la curva P-F

La mayoría de los modos de falla no ocurren instantáneamente del todo. En tales casos, es muy posible detectar que los ítems concernientes se encuentran en etapas finales de deterioro antes de alcanzar su estado de falla. Esta evidencia de falla inminente se conoce como potencial de falla, el cual se define como una condición ocurrencia. Si esta condición puede ser detectada, podría ser posible tomar acción para prevenir que el ítem falle completamente y/o evitar las consecuencias del modo de falla.

La figura 1 ilustra lo que ocurre en las fases finales del proceso de falla. Esta se llama curva P-F, porque muestra como comienza una falla, deteriora hasta el punto en el cual puede ser detectada (P); entonces, sino es detectada y corregida, continúa deteriorando usualmente a una velocidad acelerada hasta que alcanza el punto de falla funcional (F).

Si se detecta una falla funcional entre el punto P y el punto F de la figura 1, este es el punto al cual podría ser posible tomar acción para prevenir la falla funcional y/o evitar sus consecuencias (si es posible o no tomar una acción significativa dependerá de cuán rápido ocurre la falla funcional) Las tareas diseñadas para detectar las fallas potenciales se conocen como tareas basadas en condición.

Figura 1. Curva P-F



Fuente: MADRAZO SALVADOR, Jorge Luis. *Interpretación del manejo de las normas SAE JA1012*. p. 25.

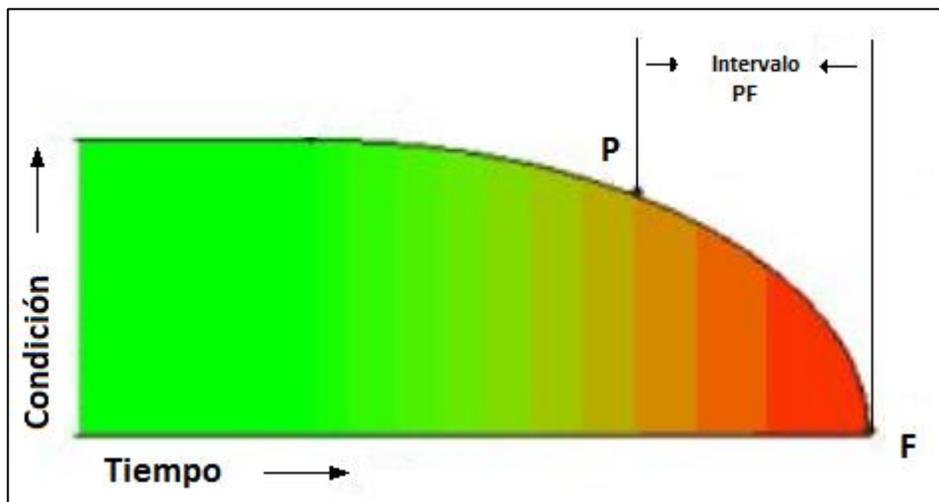
Las tareas basadas en condición se llaman así porque los ítems se inspeccionan y se dejan en servicio bajo la condición de que continúen obteniéndose los estándares de operación especificados; en otras palabras, bajo la condición de que el modo de falla en consideración improbablemente ocurra antes de la próxima revisión. Esto también se conoce como mantenimiento predictivo (porque la necesidad de una acción correctiva o evitar consecuencias está basada en una evaluación de la condición del ítem).

1.2.11. El intervalo P-F

En adición a solo el potencial de falla, también, es necesario considerar la cantidad de tiempo (o el número de ciclos de esfuerzo) que transcurre entre el punto al cual ocurre el potencial de falla; en otras palabras, el punto al cual se

hace identificable y el punto en el que se deterioró hacia una falla funcional. Como se muestra en la figura 2, este intervalo se conoce como el intervalo P-F.

Figura 2. Intervalo P-F



Fuente: MADRAZO SALVADOR, Jorge Luis. *Interpretación del manejo de las normas SAE JA1012*. p. 25.

El intervalo P-F determina que tan frecuente se deben hacer las tareas basadas en condición. Para detectar el potencial de falla antes que se convierta en una falla funcional, el intervalo entre revisiones debe ser menor que el intervalo P-F.

También, es esencial que la condición del potencial de falla sea lo suficientemente clara para tener la certeza de que la persona que está entrenada para realizar la revisión detectará el potencial de falla siempre y cuando ocurra (o al menos, que la probabilidad de que el potencial de falla no sea detectada sea suficientemente baja para reducir la probabilidad de un modo

de falla no anticipado a un nivel que sea tolerable para el dueño o usuario del activo).

Este intervalo se conoce como período de advertencia, el tiempo que conduce hacia una falla funcional o el periodo de desarrollo de la falla. Este se puede medir en cualquier unidad que provea una indicación de la exposición al esfuerzo (tiempo de operación, unidades de producción, ciclos parada-arranque, entre otros).

Nótese que si se realiza una tarea basada en condición a intervalos que son más largos que el intervalo P-F, existe una posibilidad de que el potencial de falla sea abandonado del todo. Por otro lado, si se realiza la tarea a fracciones muy pequeñas del intervalo P-F, los recursos serán gastados en el proceso de revisión.

En la práctica, los intervalos de tareas siempre se deben seleccionar para ser más cortos o el más corto intervalo P-F probable. En la mayoría de los casos, es suficiente seleccionar un intervalo de tarea igual a la mitad del intervalo P-F.

1.3. Mantenimiento

Tradicionalmente, se consideraba que existían tres tipos de mantenimiento: predictivo, preventivo y correctivo. Sin embargo, existen cuatro tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento predictivo, también llamado mantenimiento a condición
- Mantenimiento preventivo, que puede ser de dos tipos:

- sustitución
- reacondicionamiento cíclico

- Mantenimiento correctivo, también llamado trabajo a la falla
- Mantenimiento detectivo o búsqueda de fallas

1.3.1. Mantenimiento predictivo o a condición

El mantenimiento predictivo o mantenimiento a condición consiste en la búsqueda de indicios o síntomas que permitan identificar una falla antes de que ocurra. Por ejemplo, la inspección visual del grado de desgaste de un neumático es una tarea de mantenimiento predictivo, dado que permite identificar el proceso de falla antes de que la falla funcional ocurra.

Estas tareas incluyen: inspecciones (inspección visual del grado de desgaste), monitoreo (vibraciones, ultrasonido), chequeos (nivel de aceite). Tienen en común que la decisión de realizar o no una acción correctiva depende de la condición medida.

Por ejemplo, a partir de la medición de vibraciones de un equipo puede decidirse cambiarlo o no. Para que pueda evaluarse la conveniencia de estas tareas, debe necesariamente existir una clara condición de falla potencial. Es decir, debe haber síntomas claros de que la falla está en el proceso de ocurrir.

1.3.2. Mantenimiento preventivo

1.3.2.1. Sustitución o reacondicionamiento cíclico

El mantenimiento preventivo se refiere a aquellas tareas de sustitución o retrabajo hechas a intervalos fijos independientemente del estado del elemento o componente.

Estas tareas solo son válidas si existe un patrón de desgaste: es decir, si la probabilidad de falla aumenta rápidamente después de superada la vida útil del elemento.

Debe tenerse mucho cuidado, al momento de seleccionar una tarea preventiva (o cualquier otra tarea de mantenimiento, de hecho) en no confundir una tarea que se puede hacer con una tarea que conviene hacer. Por ejemplo, al evaluar el plan de mantenimiento a realizar sobre el impulsor de una bomba, se podría decidir realizar una tarea preventiva (sustitución cíclica del impulsor), tarea que en general se puede hacer dado que la falla generalmente responde a un patrón de desgaste (patrón B de los 6 patrones de falla del RCM).

Sin embargo, en ciertos casos podría convenir realizar alguna tarea predictiva (tarea a condición) que en muchos casos son menos invasivas y menos costosas.

1.3.3. Mantenimiento correctivo o trabajo a la rotura

Si se decide que no se hará ninguna tarea proactiva (predictiva o preventiva) para manejar una falla, sino que se reparará la misma una vez que ocurra, entonces el mantenimiento elegido es un mantenimiento correctivo.

¿Cuándo conviene este tipo de mantenimiento? Cuando el costo de la falla (directos, indirectos) es menor que el costo de la prevención o cuando no puede hacerse ninguna tarea proactiva y no se justifica realizar un rediseño del equipo. Esta opción solo es válida en caso de que la falla no tenga consecuencias sobre la seguridad o el medio ambiente. Caso contrario, es obligatorio hacer algo para reducir o eliminar las consecuencias de la falla.

1.3.4. Mantenimiento detectivo o de búsqueda de fallas

El mantenimiento detectivo o de búsqueda de fallas consiste en la prueba de dispositivos de protección bajo condiciones controladas.

En el mantenimiento detectivo no se está reparando un elemento que falló (mantenimiento correctivo), no se está cambiando ni reacondicionando un elemento antes de su vida útil (mantenimiento preventivo), ni se están buscando síntomas de que una falla está en el proceso de ocurrir (mantenimiento predictivo). Por lo tanto, el mantenimiento detectivo es un cuarto tipo de mantenimiento.

A este mantenimiento también se le llama búsqueda de fallas o prueba funcional, y el intervalo en el cual se realiza esta tarea se le llama intervalo de búsqueda de fallas, o FFI, por sus siglas en inglés (*failure finding interval*). Por ejemplo, arrojar humo a un detector contra incendios es una tarea de mantenimiento detectivo.

1.3.5. ¿Cómo seleccionar el mantenimiento adecuado?

En el RCM, la selección de políticas de mantenimiento está gobernada por la categoría de consecuencias a la que pertenece la falla.

- Para fallas con consecuencias ocultas, la tarea óptima es aquella que consigue la disponibilidad requerida del dispositivo de protección.
- Para fallas con consecuencias de seguridad o medio ambiente, la tarea óptima es aquella que consigue reducir la probabilidad de la falla hasta un nivel tolerable.
- Para fallas con consecuencias económicas (operacionales y no operacionales), la tarea óptima es aquella que minimiza los costos totales para la organización.

Aun hoy, mucha gente piensa en el mantenimiento preventivo como la principal opción al mantenimiento correctivo. Sin embargo, el RCM muestra que en el promedio de las industrias el mantenimiento preventivo es la estrategia adecuada para menos del 5 % de las fallas!: ¿Qué hacer con el otro 95 %? En promedio, al realizar un análisis RCM se ve que las políticas de mantenimiento se distribuyen de la siguiente forma:

30 % de las fallas manejadas por mantenimiento predictivo (a condición), otro 30 % por mantenimiento detectivo, alrededor de 5 % mediante mantenimiento preventivo, 5 % de rediseños, y aproximadamente 30 % mantenimiento correctivo. Esto muestra efectivamente la equivocación del TPM (*maintenance productive total*) que dice que todas las fallas son malas y todas deben ser prevenidas; deben ser prevenidas aquellas que convenga prevenir, con base e, un cuidadoso análisis costo-beneficio.

1.3.6. Frecuencia de tareas a condición (mantenimiento predictivo)

Para que una tarea a condición sea posible, debe existir alguna condición física identificable que anticipe la ocurrencia de la falla. Por ejemplo, una inspección visual de un elemento solo tiene sentido si existe algún síntoma de falla que pueda detectarse visualmente.

Además de existir un claro síntoma de falla, el tiempo desde el síntoma hasta la falla funcional debe ser suficientemente largo para ser de utilidad. La frecuencia de una tarea a condición se determina entonces en función del tiempo que pasa entre el síntoma y la falla.

Si se está evaluando la conveniencia de chequear ruido en los rodamientos de un motor, entonces, la frecuencia va a estar determinada por el tiempo entre que el ruido es detectable y que se produce la falla del rodamiento.

Si este tiempo es de dos semanas, entonces la tarea debe hacerse a una frecuencia menor, para asegurarse de esta forma que la falla no ocurra en el tiempo entre chequeos sucesivos. El mismo razonamiento debe seguirse para cualquier tarea predictiva.

1.3.7. Frecuencia de tareas de sustitución cíclica (mantenimiento preventivo)

Una tarea de sustitución cíclica solo es válida si existe un patrón de desgaste. Es decir, si existe una edad en la que aumenta rápidamente la probabilidad condicional de la falla. La frecuencia de la tarea de sustitución depende de esta edad, llamada vida útil.

Si la vida útil de un neumático es de 40 000 km, entonces, la tarea de sustitución cíclica (cambio preventivo del neumático) debería realizarse antes de llegar a los 40 000 km, para evitar la zona de alta probabilidad de falla.

1.3.8. Frecuencia de tareas detectivas (búsqueda de fallas)

Es el intervalo con el que se realiza la tarea de búsqueda de fallas (mantenimiento detectivo) se denomina FFI (*failure finding interval*). Dicha búsqueda de fallas se pueden hacer con periodos de tiempo no más largos de 6 meses.

1.3.9. Lugar del rediseño

El mantenimiento en una empresa de rodamientos tenía la siguiente política: si una falla ocurría más de una vez, se rediseñaba el equipo para eliminar la causa de la falla. Como consecuencia de esta política, la planta funcionaba de manera cada vez más confiable, pero los costos del departamento de ingeniería crecían aceleradamente.

Como lo indica este ejemplo, en la mayoría de las empresas, la sugerencia de cambios de diseño suele sobrepasar la capacidad de la empresa de llevar adelante estos cambios. Por lo tanto, debe existir un filtro que permita distinguir aquellos casos donde el rediseño es justificado y recomendable de aquellos casos donde no lo es.

Es por esto que para aquellos cambios de diseño cuyo objetivo es evitar fallas, suele ser más conveniente evaluar previamente si existe alguna otra forma de manejar las fallas sin necesidad de recurrir al cambio de diseño.

Algunos años después la empresa de rodamientos se dio cuenta que solo en el 20 % de los rediseños realizados realmente valía la pena, y que para el resto había otras formas de manejar las fallas que eran más costo-eficaces.

Debe también tenerse en cuenta que los cambios de diseño no suelen llevar tiempo y ser costosos, y que no siempre se sabe con certeza si los mismos serán eficaces en aliviar las consecuencias de las fallas.

A su vez, en muchos casos los rediseños introducen otras fallas cuyas consecuencias también deben ser evaluadas. Es por todo esto que generalmente el rediseño debe ser seleccionado como última opción.

1.3.10. Patrones de falla en función del tiempo

¿Cuál es la relación entre la probabilidad de falla y el tiempo? Tradicionalmente, se pensaba que la relación era bien simple: a medida que el equipo es más viejo, es más probable que falle. Sin embargo, estudios realizados en distintas industrias muestran que la relación entre la probabilidad de falla y el tiempo u horas de operación es mucho más compleja.

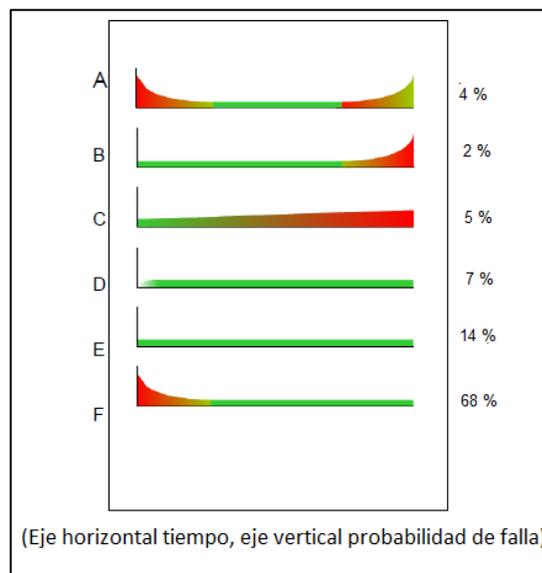
No existen uno o dos patrones de falla, sino que existen 6 patrones de falla distintos, como se muestra en el informe original de Nowlan & Heap (figura1).

La figura muestra los 6 patrones de falla. Cada patrón representa la probabilidad de falla en función del tiempo.

- Un patrón A, donde la falla tiene alta probabilidad de ocurrir al poco tiempo de su puesta en servicio (mortalidad infantil), y al superar una vida útil identificable.

- Patrón B, o curva de desgaste.
- Patrón C, donde se ve un continuo incremento en la probabilidad condicional de la falla.
- Patrón D, donde superada una etapa inicial de aumento de la probabilidad de falla el elemento entra en una zona de probabilidad condicional de falla constante.
- Patrón E, o patrón de falla aleatorio.
- Patrón F, con una alta probabilidad de falla cuando el equipo es nuevo seguido de una probabilidad condicional de falla constante y aleatoria.

Figura 3. **6 patrones de falla**



Fuente: MADRAZO SALVADOR, Jorge Luis. *Interpretación del manejo de las normas SAE JA1012*. p. 27.

En la figura 1, gráfica en la cual se observa que la probabilidad de falla de un equipo no depende de su tiempo de vida.

1.4. Confiabilidad

1.4.1. Definición de confiabilidad

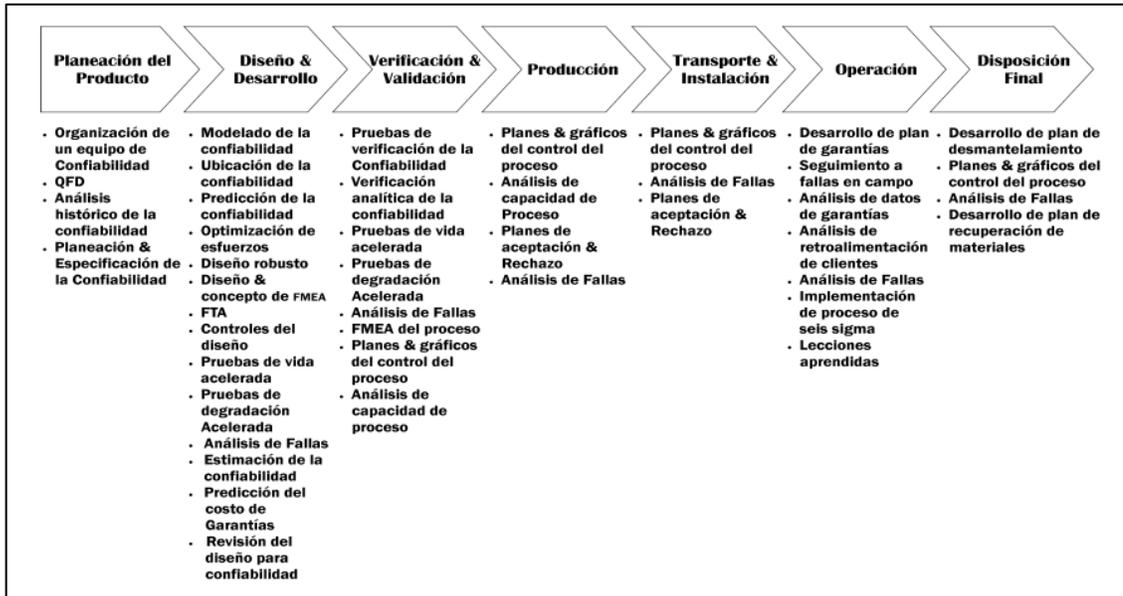
Es la habilidad de un ítem (producto o sistema) para operar bajo las condiciones diseñadas durante un período de tiempo o número establecido de ciclos.

¿Por qué es importante la confiabilidad?

- Porqué los sistemas de ingeniería, componentes y dispositivos no son perfectos.
- Para minimizar la ocurrencia y recurrencia de fallas.
- Para entender porqué y cómo las fallas ocurren.
- Para poder prevenirlas eficazmente.
- Maximizar el desempeño del sistema y además usar eficientemente los recursos.

En la figura 2 se muestra la confiabilidad durante el ciclo de vida de un producto o sistema.

Tabla I. **Confiabilidad ciclo de vida**

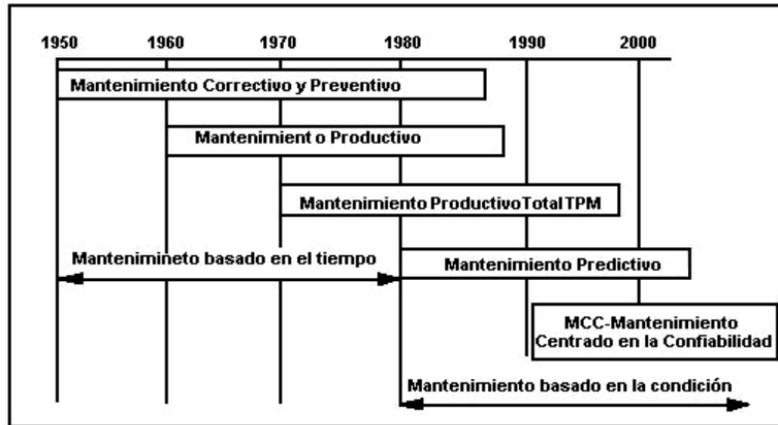


Fuente: GUANGBIN, Yang. *Life cycle reliability engineering*. https://www.researchgate.net/publication/259092821_Life_Cycle_Reliability_Engineering_Guangbin_Yang_John_Wiley_Sons_Inc_2007_p_517_ISBN_978-0-471-71529-0. Consulta: 22 de febrero de 2017.

1.4.2. Criterio de confiabilidad

La confiabilidad puede ser definida como la confianza que se tiene de que un componente, equipo o sistema desempeñe su función básica, durante un período de tiempo preestablecido, bajo condiciones estándares de operación. Otra definición importante de confiabilidad es la probabilidad de que un ítem pueda desempeñar su función requerida durante un intervalo de tiempo establecido y bajo condiciones de uso definidas.

Figura 4. Evolución de los tipos de mantenimiento



Fuente: GUANGBIN, Yang. *Life cycle reliability engineering*. https://www.researchgate.net/publication/259092821_Life_Cycle_Reliability_Engineering_Guangbin_Yang_John_Wiley_Sons_Inc_2007_p_517_ISBN_978-0-471-71529-0. Consulta: 22 de febrero de 2017.

La confiabilidad de un equipo o producto puede ser expresada a través de la expresión:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Donde:

- $R(t)$: confiabilidad de un equipo en un tiempo t dado
- e : constante neperiana ($e = 2.71828...$)
- λ : tasa de fallas (número total de fallas por periodo de operación)
- t : tiempo

La confiabilidad es la probabilidad de que no ocurra una falla de cierto tipo para una misión definida y con un nivel de confianza dado.

Confiabilidad para un transformador de potencia que su tasa de falla (λ) es de aproximadamente una (1) vez al año (t).

$$R(t) = 2.303^{-1}(1)$$

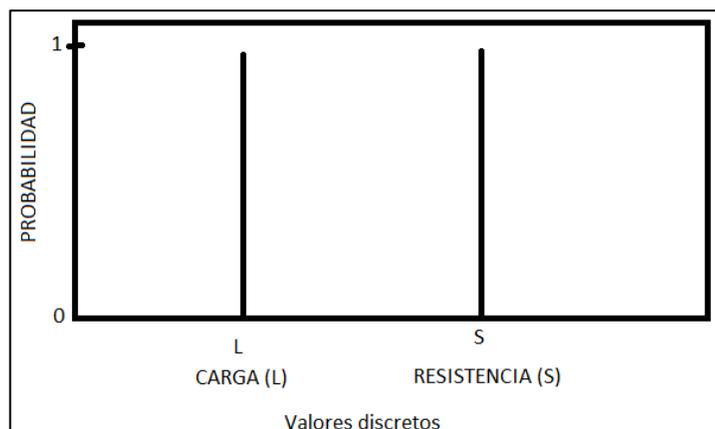
$$R(t) = 0.43$$

1.4.3. El costo de la confiabilidad en el mantenimiento

Para que se tenga confiabilidad en equipos y sistemas, no se debe olvidar que esto requiere necesariamente inversión de capital.

La confiabilidad, por tanto, será obtenida; por ejemplo, a través de más material, o sea, mayor espesor o dimensión, mejores materiales o manteniendo equipos de reserva para que actúen como substitutos, en el caso de que falle el equipo principal.

Figura 5. Origen de la confiabilidad de componentes



Fuente: KARDEK, Allan; NASCIF, Julio. *Mantenimiento, función estratégica*.
<http://aemaperu.com/alan-kardeck.html>. Consulta: 22 de febrero de 2017.

De acuerdo a la figura 3, si se quiere aumentar la probabilidad de funcionamiento de un componente es necesario dimensionarlo de forma que la carga aplicada sea menor que la resistencia del material empleado.

La diferencia que separa el valor de carga del valor de resistencia es conocida como factor de seguridad del diseño; en la práctica s es el coeficiente de ignorancia que los proyectos tienen de las variaciones, tanto de carga como de las resistencias de los materiales empleados.

2. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

2.1. Definición de transformador de potencia

El transformador es un equipo eléctrico que funciona por inducción electromagnética; su función es elevar el nivel de voltaje en un sistema de potencia para su transmisión a las subestaciones; en las subestaciones disminuir el voltaje a niveles de distribución hacia los usuarios, y en las centrales de generación existen también transformadores elevadores y otros que disminuyen la potencia de entrada.

2.2. Definiciones complementarias

- Devanado primario: es el que se conecta directamente a la fuente de alimentación, recibe la potencia que se transmitirá.
- Devanado secundario: es el que va conectado a la carga y recibe la potencia transmitida a niveles de tensión y corriente diferentes a los de la entrada.
- Devanado terciario: también llamado de compensación, cumple funciones muy específicas: filtrar los armónicos de tercer orden, soportar corrientes de fallo y/o emplearse como devanado auxiliar.
- Devanado de alta: es el devanado diseñado para recibir la mayor tensión a la que se va a someter al transformador; se identifica debido a que el

número de espiras es mayor al de otros devanados y sus espiras son las más delgadas ya que la corriente es baja.

- Devanado de baja: es el devanado diseñado para conectarse al lado de menor tensión del circuito y se caracteriza por ser de pocas espiras, pero más gruesas que las del otro u otros devanados debido a que las corrientes en este devanado son altas.
- Relación de transformación: la relación de transformación del voltaje entre el bobinado primario y el secundario depende del número de vueltas que tenga cada uno. Si el número de vueltas del secundario es el triple del primario, en el secundario habrá el triple de voltaje. La ecuación que relaciona voltajes con número de vueltas es:

$$\frac{N_p}{N_s} = \frac{V_p}{V_s}$$

- N_p : número de espiras en el primario
- N_s : número de espiras en el secundario
- V_p : tensión del primario
- V_s : tensión del secundario

La relación N_s/N_p se le conoce como relación de transformación. Si es menor que la unidad se trata de un transformador reductor, si es mayor que la unidad se trata de uno elevador.

Un transformador puede ser elevador o reductor dependiendo del número de espiras de cada bobinado. Si se supone que el transformador es ideal, la

potencia que se le entrega es igual a la que se obtiene de este, se desprecian las pérdidas por calor y otras, por lo tanto:

$$P_i = P_s$$

- P_i : potencia de entrada
- P_s : potencia de salida

- Relación de corrientes de un transformador:

$$\frac{N_p}{N_s} = \frac{I_p}{I_s}$$

- N_p : número de espiras en el primario
- N_s : número de espiras en el secundario
- I_p : corriente en el primario
- I_s : corriente en el secundario

Un transformador hace uso de la ley de Faraday y de las propiedades ferromagnéticas de un núcleo de hierro para subir o bajar eficientemente el voltaje de corriente alterna AC. Por supuesto, no puede incrementar la potencia de modo que si se incrementa el voltaje, la corriente es proporcionalmente reducida y viceversa.

- Dieléctrico: medio en el cual es posible mantener un campo eléctrico con un reducido suministro de energía proveniente de fuentes externas. El vacío al igual que cualquier material aislante, es dieléctrico.

- Material aislante: material de baja conductividad eléctrica y alta rigidez dieléctrica, y por lo general se usa para sostener o proporcionar separación eléctrica para los conductores.

- El aislamiento de un transformador está constituido por:
 - Papel
 - Cartón
 - Madera
 - Algodón
 - Compuestos poliméricos
 - Porcelana
 - Aceite
 - Distancias en aceite
 - Distancias en aire

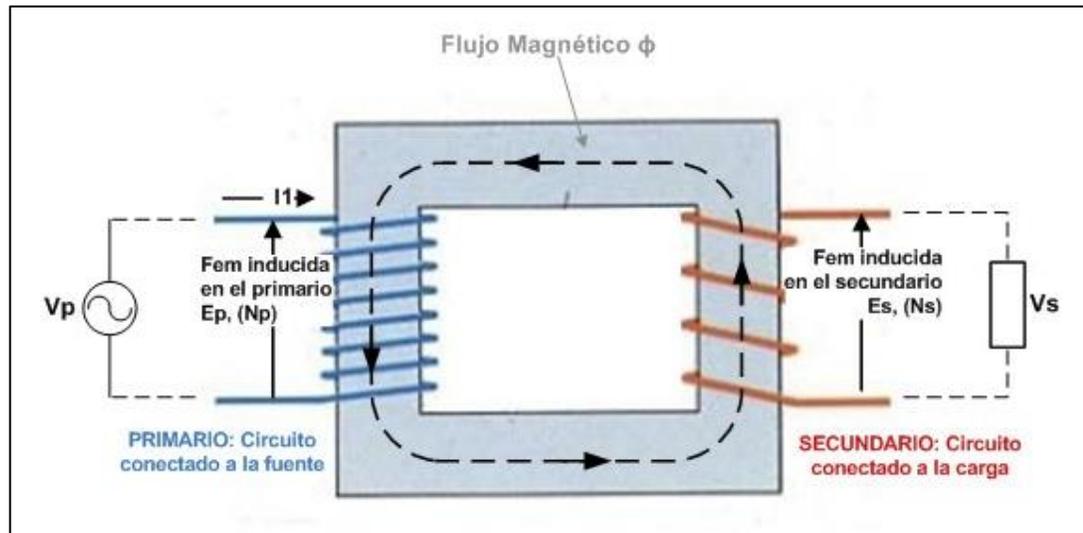
Todos estos materiales conforman el aislamiento integrado del transformador de potencia.

2.3. Principio de funcionamiento del transformador

Un transformador se compone de dos arrollamientos aislados eléctricamente entre sí y devanados sobre un mismo núcleo de hierro. Una corriente alterna que circule por uno de los arrollamientos crea en el núcleo un campo magnético alterno. La mayor parte de este flujo atraviesa el otro arrollamiento e induce en él una fuerza electromotriz (fem) alterna.

La potencia es transmitida de un arrollamiento a otro por medio del flujo magnético del núcleo.

Figura 6. **Principio de funcionamiento**



Fuente: ARBOIT, Marcelo Antonio. *Principio de funcionamiento del transformador*. p. 1.

El principio de funcionamiento del transformador es posible explicarlo usando el transformador monofásico ideal que consta de la bobina primaria, la secundaria y el núcleo magnético cerrado. Las bobinas se encuentran eléctricamente aisladas entre sí, pero acopladas magnéticamente, ya que están entrelazadas por el mismo flujo magnético.

Al alimentar el devanado primario con una corriente alterna se obtiene un flujo variable en el núcleo magnético, el cual induce una f.e.m. en el devanado primario.

Dicho flujo es entrelazado por la bobina secundaria, induciendo a la vez una tensión de la misma frecuencia, que alimentará la carga.

El número de espiras de ambos circuitos es directamente proporcional a la tensión e inversamente proporcional a la corriente. Esto es, a mayor tensión, mayor número de espiras, valor bajo de corriente. Esta relación es la que determina los valores de salida de tensión y corriente.

2.4. Fallas en transformadores

El transformador es uno de los equipos con mayor eficiencia y con menos desgaste físico en un sistema de potencia, esto debido a que en operación normal no cuenta con partes en movimiento que creen fricción. Sin embargo, no están libres de fallas, tanto internas como fallas externas al transformador. Se describen las fallas más comunes en transformadores de potencia, falla térmica, descarga parcial, arco eléctrico, fallas externas.

2.4.1. Falla térmica

La falla térmica consiste en la elevación de temperatura interna en el transformador, puede ser como resultado de lo siguiente:

- Sobrecargas prolongadas al transformador: esto es relativo ya que el transformador puede trabajar arriba de su capacidad nominal siempre y cuando su capacidad térmica no sea sobrepasada, de no cumplir con esto se estará deteriorando la vida útil del transformador.
- Deficiencia en los sistemas de enfriamiento del transformador, falla de los ventiladores, bombas auxiliares o deficiencia en los radiadores del transformador. Las fallas en estos equipos provocarían que el calor generado en los devanados no sea correctamente irradiado por el aceite hacia el exterior.

- Fallas exteriores al transformador: alto voltaje en las boquillas del transformador, con valores arriba de la saturación del núcleo; alimentación a voltaje menor, pero con una frecuencia menor, estas fallas se caracterizan por elevación de temperatura en el núcleo del transformador.

Las condiciones anteriores se caracterizan por una elevación de temperatura que resulta en una degradación irreversible del aislamiento sólido del transformador.

Un aislamiento degradado es más propenso a fallas más serias como es el caso de las descargas parciales y arcos eléctricos.

2.4.2. Descarga parcial

La descarga parcial es una falla eléctrica producida cuando el voltaje es lo suficientemente alto para que el espacio alrededor de las espiras del transformador se carguen eléctricamente ionizando el medio donde se encuentran, al ocurrir esto se dan pequeñas descargas eléctricas.

Generalmente, las descargas parciales son de pequeña magnitud; sin embargo, causan un deterioro progresivo del aislamiento sólido que provocan que el transformador sea propenso a una falla severa en el futuro y requieren de energía muy baja para ser generadas; es un síntoma de una falla más severa con el tiempo.

2.4.3. Arco eléctrico

Estas son descargas de mayor intensidad que las descargas parciales, se dan entre espiras de un mismo devanado, o entre devanados en los casos más críticos; se dan cuando el aislamiento sólido entre espiras fue deteriorado o a través de otro tipo de aislamiento como los líquidos, aire y requieren de energía muy elevada para producirse.

2.4.4. Falla externa

Estas afectan al transformador debido a los esfuerzos mecánicos y eléctricos al que son sometidos los transformadores.

Para evitar estas fallas se incorpora equipo de protección que tiene programados parámetros definidos en los estudios de protección y eléctricos.

2.4.4.1. Esfuerzos eléctricos

Estos esfuerzos se dan por tipo de sobretensiones.

- Externas: principalmente, por descargas electroatmosféricas, y en menor caso por tormentas solares.
- Internas: como en el caso de apertura o recierre de interruptores, disparo de unidades generadoras, en todos estos casos por operación dentro del sistema de potencia en el cual están conectados los transformadores.

2.4.4.2. Esfuerzos mecánicos

Producidos por cortocircuitos entre las fases del sistema de potencia, la gravedad de la falla sobre el transformador dependerá de la distancia a la cual se encuentra el transformador y la fuente de alimentación de la falla.

Los esfuerzos a los que el transformador es sometido son del tipo radial y axial; se da el caso que los esfuerzos sean de compresión o tensión sobre los devanados del transformador; la magnitud del esfuerzo está directamente relacionada con la magnitud de la corriente eléctrica que circule por el transformador durante la falla.

Las fallas térmicas, descargas parciales y arcos eléctricos se caracterizan por el deterioro que provocan al aislamiento del transformador, sólido y líquido.

En el caso del aislamiento sólido provoca que el papel se cristalice con el paso del tiempo volviéndolo más rígido y más propenso a posibles rajaduras por esfuerzos mecánicos a consecuencia de fallas externas.

2.5. Tipos de enfriamiento en los transformadores

A continuación, se describen los tipos de enfriamiento en los transformadores.

2.5.1. Enfriamiento con líquido aislante

El líquido aislante más utilizado es el aceite mineral cuyas propiedades permiten una buena refrigeración del sistema. Sin embargo, es posible

complementar el sistema de enfriamiento del transformador con ventiladores, entre otros.

Un transformador se enfría con los siguientes elementos:

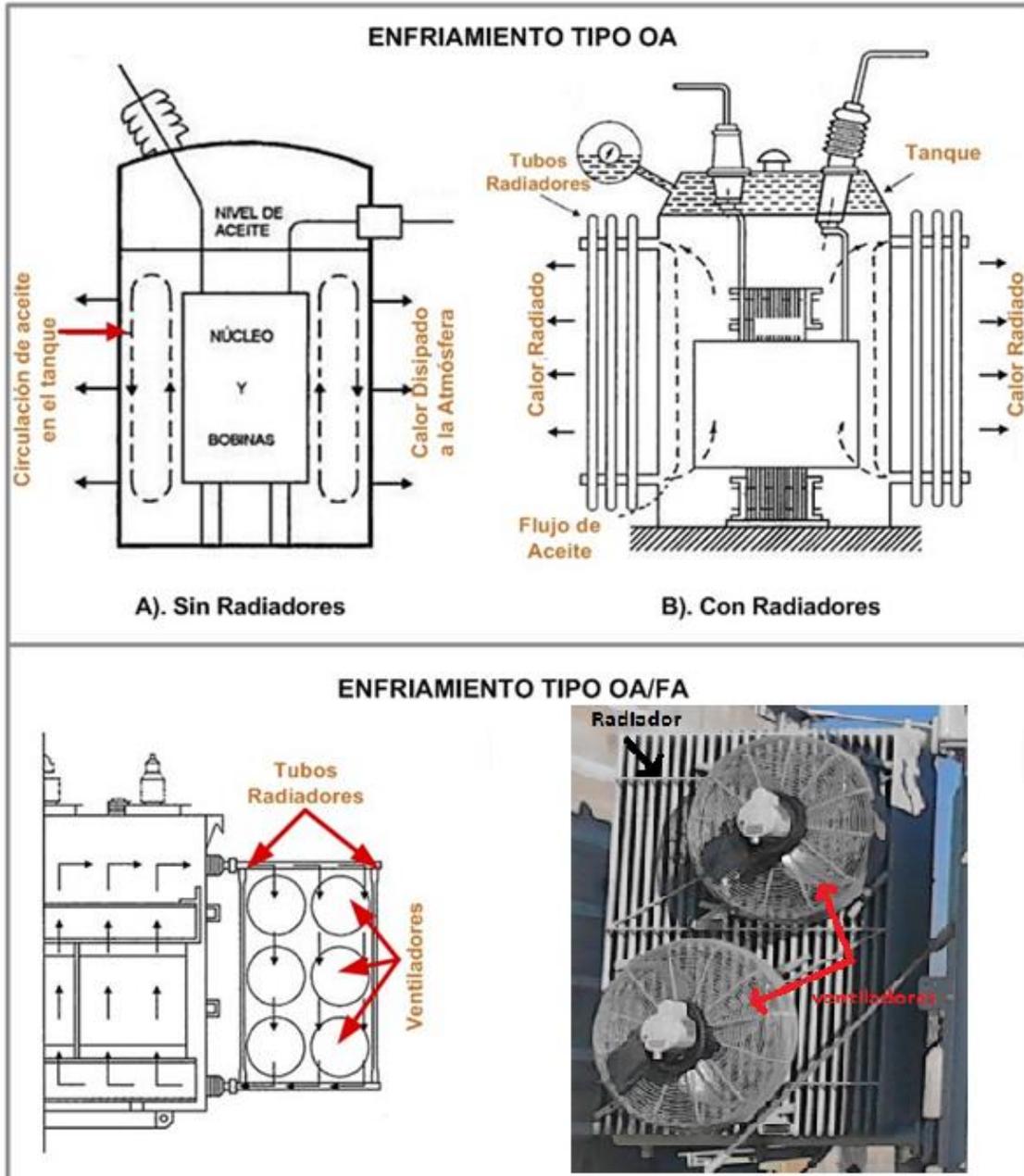
- Radiadores
- Convección
- Circulación forzada de
 - Aire
 - Aceite
 - Agua a través de serpentines.

A continuación, se muestran las posibles configuraciones que se pueden adoptar.

Tabla II. **Enfriamiento de transformadores sumergidos en líquido**

TIPO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
OA (ONAN)	Sumergido en Aceite, Auto-enfriado	Se agregan radiadores para aumentar el área del tanque, lo que permite disipar el calor por radiación. El aceite aislante circula por convección natural dentro del tanque
OA/FA (ONAN/ONAF)	Sumergido en aceite, con enfriamiento forzado por aire	Se trata del mismo enfriamiento OA (ONAN), excepto que se agregan ventiladores de enfriamiento a los radiadores. Pueden obtenerse las capacidades nominales (en kVA) complementarias de 133% y 167% de la capacidad nominal ONAN colocando la mitad o la totalidad de los ventiladores en operación.
FOA	Sumergido en aceite con enfriamiento con aceite forzado, con enfriadores de aire forzado	El aceite de estas unidades es enfriado al hacerlo pasar por cambiadores de calor o radiadores de agua y aceite, colocados fuera del tanque. Su diseño está destinado a usarse únicamente con los ventiladores y bombas de aceite, trabajando continuamente, en cuyas condiciones pueden mantener la totalidad de su carga nominal

Figura 7. Enfriamientos OA y OA/FA



Fuente: TORRES ALVAREZ, Lyda Marisel. *Metodología RCM aplicada a transformes de potencia*. p. 33.

Los transformadores están formados por diferentes elementos, tienen partes activas y partes pasivas así como accesorios y equipo de instrumentación.

2.6. Partes y accesorios del transformador de potencia

Tabla III. Transformador y sus partes constructivas



Fuente: Manual de transformadores Siemens. *Transformadores*. <http://w5.siemens.com/spain/web/es/energia-sostenible/transformadores/Pages/transformadores.aspx>. Consulta: 11 de octubre de 2017.

Ver anexo para visualizar más componentes del transformador de potencia.

Tabla IV. **Partes y accesorios**

Parte activa	Parte pasiva	Accesorios	Instrumentación
Núcleo	Tanque o cuba	Tanque conservador	Relevador de gas buchholz
Bobinas	Radiadores	Boquillas (aisladores pasatapas, bujes o bushings)	Indicador de nivel de aceite
Cambiador de derivaciones	Aceite dieléctrico	Conectores de tierra	Termómetro de aceite
Bastidor o prensa		Tablero	Imagen térmica
		Válvulas	Relevador de flujo
		Placa de características	Válvulas de sobrepresión
		Herrajes	
		Empaques	
		ventiladores	

Fuente: elaboración propia.

2.6.1. Núcleo

El núcleo de un transformador de potencia consiste básicamente de un laminado de acero al silicio; para los devanados primario, secundario y terciario donde aplique.

Este núcleo está constituido de una gran cantidad de placas de acero al silicio de granos orientados montados en superposición, estas chapas de acero tienen un espesor variable y se fabrican de acuerdo con estándares internacionales.

Las placas de acero al silicio son aleaciones que contienen alrededor del 5 % de silicio, cuya función es reducir las pérdidas por histéresis y aumentar la resistencia del acero, permitiendo con esto reducir las corrientes parásitas.

Las placas de acero al silicio son laminadas en frío, seguidas de un tratamiento térmico adecuado que permite que los granos magnéticos se orienten en el sentido de la laminación; están cubiertas por una fina capa de material aislante y se fabrican dentro de los límites máximos de pérdidas electromagnéticas, que varían entre 1,28 W/kg y una densidad de flujo de 1,50 Tesla a 1,83 W/kg, que corresponde a una densidad de flujo de 1,7 Tesla a la frecuencia industrial (60 Hz).

2.6.2. Bobinas o devanados

Están formados por bobinas primaria, secundaria y en algunos casos de terciarias. Los conductores son normalmente de cobre electrolítico, aislados con esmalte y cubiertos con derivados básicamente de celulosa, compuestos aislantes, eventualmente, se usa conductor de aluminio.

2.6.3. Cambiador de derivaciones

El cambiador de derivaciones tiene la función básica de elevar o reducir la tensión secundaria del transformador de acuerdo al nivel de tensión en el primario, basado en un cambio de la relación de espiras.

El cambiador de derivaciones no corrige la falta de regulación de un sistema cuando la variación de tensión es muy grande en una red, considerando los distintos puntos de la curva de carga diaria.

El cambio de derivación se debe tomar con cautela para que no se tenga en un determinado momento niveles de tensión intolerables en el secundario del transformador.

Por lo tanto, la utilización correcta del cambiador de derivaciones se hace cuando la tensión está permanentemente baja. Los cambiadores de derivación se clasifican en dos tipos:

- Sin carga
- Con carga (OLTC)
 - Rupturas en aceite
 - Rupturas en vacío

Los cambiadores con carga solo se usan en transformadores de gran potencia en las redes de transmisión; no necesariamente los hay en transformadores de 28 MVA, en tanto que los cambiadores sin carga se usan en todos los transformadores de potencia baja 5 MVA, 7 MVA, usados en las redes de distribución o en aplicaciones industriales.

2.6.4. Termómetros o medidores de temperatura

Normalmente, los transformadores de potencias mayores de 500 KVA disponen de un termómetro localizado en su parte superior, para que se tenga información de la potencia instantánea y de la máxima que se registre en el período de operación.

Los termómetros tienen contactos auxiliares que posibilitan el accionamiento de la señalización de advertencia de la apertura del interruptor

de potencia (protección del transformador) cuando la temperatura supera los niveles preestablecidos.

La función principal de los medidores de temperatura es mantener informado al personal de mantenimiento y operación sobre la temperatura del líquido aislante, en este caso aceite dieléctrico, y los devanados.

El deterioro de las diferentes partes que conforman a los medidores provocaría que estos no realicen su función que es accionar automáticamente los ventiladores de enfriamiento a una temperatura para luego dar alarma de alta temperatura del aceite o los devanados.

De no dar las indicaciones y realizar las funciones antes mencionadas el transformador se quemaría por completo.

Se hará mención de los materiales que se pueden deteriorar en los medidores de temperatura, anillo frontal y caja, vidrio de visión, sonda térmica, conducción capilar.

2.6.5. Indicador de nivel de aceite

Los indicadores magnéticos de nivel tienen como finalidad indicar el nivel de los líquidos, también, cuando están previstos de contactos para alarma; sirve también como protección para los transformadores.

Los que se instalan en los transformadores de potencia están generalmente dotados de dispositivos externos que permiten indicar el nivel de aceite en el tanque; por lo general, se construyen con cubierta de aluminio con

las partes móviles de latón, las agujas establecen dos contactos, siendo uno para el nivel mínimo y el otro para el nivel máximo.

2.6.6. Dispositivo para toma de muestra de aceite

Los transformadores generalmente están dotados por medio de un dispositivo para retirar muestras de aceite.

Este dispositivo está localizado en la parte inferior, donde se concentra el volumen de aceite contaminado y consta de una válvula de drenaje.

2.6.7. Válvula de alivio de presión

Este dispositivo es importante en los transformadores y tiene que ser accionado cuando la presión interna del equipo alcance un valor superior al límite máximo admisible, permitiendo una eventual descarga del aceite.

Las válvulas utilizadas para esta finalidad deben tener contactos eléctricos auxiliares con el fin de permitir la desconexión del interruptor de protección.

La diferencia entre un relevador de presión súbita y una válvula de alivio de presión, es que el primero actúa durante la ocurrencia de una variación instantánea de presión interna; en tanto que la segunda opera en la eventualidad de que la presión rebase un límite establecido.

Las válvulas de alivio de presión de cierre automático se instalan en transformadores inmersos en líquido aislante, con la finalidad de proteger las posibles deformaciones o ruptura de tanque, en casos de fallas internas con presencia de presión elevada; son muy rápidas y operan aproximadamente en 2

milisegundos, cerrándose en forma automática después de su operación e impidiendo así la entrada de cualquier agente externo al transformador.

2.6.8. Cuba

La cuba tiene que soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente los devanados y aceite, ofrecer puntos de apoyo para el transporte y la carga del mismo, soportar los radiadores, ventiladores y los accesorios especiales.

La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar el peso y la cuba tiene que estar lo más hermética posible.

La cuba no puede tener fugas de aceite, esto ocasionaría que el transformador deje de funcionar por bajo nivel de aceite. El bajo nivel de aceite se observa en el medidor de nivel de aceite.

Se construyen de placa o lámina de acero común y según la capacidad de disipación deseada pueden ser lisos, con paredes onduladas o con tubos radiadores.

El tanque está sujeto a un proceso acelerado de corrosión, por lo cual se usan recubrimientos (pinturas) adecuados a las condiciones ambientales y atmosféricas locales; además, el recubrimiento debe permitir una rápida radiación del calor interno y ser capaz de reflejar la radiación solar.

2.6.9. Radiadores

Se instalan a los lados del tanque principal para aumentar el área de contacto de la lámina de acero con el aceite caliente. También, permiten mayor radiación del calor con el objetivo de enfriar el aceite y permitir la convección, los radiadores son fabricados en chapas de laminado en caliente.

2.6.10. Ventiladores

Se utilizan para complementar el sistema de refrigeración de algunos equipos; a este tipo de ventilación se le denomina ventilación forzada.

El aceite dieléctrico, que es un líquido aislante, circula de la cuba hacia el radiador con el objetivo de mantener una temperatura que no sobrepase los 55 °C sobre la temperatura ambiente.

Por esta razón, la función principal de los radiadores y ventiladores es mantener el transformador trabajando a una temperatura estable y con esto no disparar por alta temperatura en el aceite.

La temperatura aumenta cuando el transformador está trabajando en condiciones normales y entregando la máxima potencia para la cual fue fabricado.

Según las especificaciones que se le hayan dado al fabricante, por ejemplo, altura sobre el nivel del mar, condiciones ambientales, entre otras, así se diseñará la temperatura a la cual deben empezar a funcionar los ventiladores, dichos ventiladores trabajan automáticamente.

Es necesario tener un cuidado especial en su inspección, mantenimiento, ya que cualquier anomalía puede reducir la vida útil del transformador y ocasionar defectos serios.

2.6.11. Tanque de expansión

Es un recipiente fijo que está en la parte superior del transformador sobre la carcasa de la cuba. Su función principal es recibir el aceite de la cuba cuando este se expande debido al efecto del calentamiento por pérdidas internas.

En otras palabras es una cámara de compensación de expansión del líquido aislante llamado aceite dieléctrico.

Dentro de este tanque conservador se encuentra un flote que regula el nivel de aceite.

Para determinar si el flote está en mal estado se revisa de forma fácil el indicador de aceite; este estará en el nivel más bajo, nivel que no es verdadero ya que el transformador no tiene fugas y, por lo tanto, debe tener su nivel correspondiente.

Dicho flote está directamente relacionado con un indicador de nivel de aceite. Cuando este flote está dañado se pierde la nivelación del aceite y se puede abrir el transformador por el efecto de calentamiento en devanados o bobinas.

2.6.12. Relé Buchholz

Es un accesorio que se usa para recolectar los gases en el aceite debido a fallas de cualquier tipo que los genere en la parte activa. En el transformador se liberan gases en caso de arcos eléctricos, chispas y cortocircuitos, descargas parciales, calentamiento excesivo; estos gases se acumulan en el relé Buchholz; las burbujas de gas provocan que el flotador superior vaya bajando en el relé, accionando una señal de alarma.

Si la energía que origina la falla es baja, la acumulación es paulatina hasta llenar el colector y puede ser en días o meses; cuando la energía que origina la falla es elevada, la acumulación es rápida y puede darse en milisegundos.

La función principal del relé Buchholz es detectar burbujas de gas en el aceite dieléctrico, enviar alarma y disparo hacia los equipo de protección que estén relacionados con el transformador.

Las burbujas de gas se producen en el aceite debido a corrientes parásitas, sobrecalentamiento o descargas parciales dentro del transformador.

Las burbujas pasan por la tubería que conecta el tanque principal con el tanque conservador, ingresando al relé Buchholz y localizándose en su cámara superior. A medida que la cantidad de gas aumenta en la cámara, el aceite es desplazado y por ende el nivel de aceite en el relé disminuye.

Al ser desplazado el aceite, el flotador superior desciende hasta que se cierra el interruptor magnético que activa una alarma; si el defecto que producen los gases se acentúa, el desplazamiento de los mismos se hace fuerte y se producen grandes burbujas; este flujo encuentra el flotador inferior y

lo desplaza el cual a su vez acciona los contactos para la desconexión del transformador.

La desconexión la hace por medio de señales que llegan al equipo de protección y da la orden de abrir el interruptor de potencia; por lo mismo, el transformador ya no tendrá tensión y se puede revisar el relé. Para monitorear el relé Buchholz, un operador debe revisar el dispositivo llamado dispositivo para prueba de gas; este dispositivo se purga para sacar cualquier burbuja y con esto estar seguros de que el relé Buchholz está lleno de aceite.

2.6.13. Relé de presión súbita

Es un instrumento diseñado para responder a un aumento repentino de la presión, normalmente, generado por una falla interna del transformador, reacciona rápidamente y tiene un microinterruptor que puede conectarse al disparo del interruptor con el fin de reducir los daños en el tanque del transformador.

La función principal de la válvula es verificar la presión interna de la cuba del transformador; es decir, este dispositivo sirve para aliviar la presión interna cuando esta excede su valor predeterminado en este caso es $10 \text{ PSI} \pm 1$.

Las válvulas utilizadas para esta finalidad deben tener contactos eléctricos auxiliares con el fin de permitir la desconexión del interruptor de protección. La diferencia entre un relevador de presión súbita y una válvula de alivio de presión es que el primero actúa durante la ocurrencia de una variación instantánea de presión interna; en tanto que la segunda opera en la eventualidad de que la presión rebase un límite establecido.

Las válvulas de alivio de presión de cierre automático se instalan con la finalidad de proteger las posibles deformaciones o ruptura de la cuba. Cuando hay un accidente, la presión interna aumenta y empuja la válvula hacia afuera, haciendo funcionar la aguja del interruptor, la cual empuja y dobla la placa de expansión. Cuando la presión alcanza el límite, la placa de expansión se rompe y la presión sale, cerrando los contactos del microinterruptor y activando la alarma.

2.6.14. Aislamientos

El sistema aísla los devanados del transformador entre estos y a tierra, así como las partes cercanas al núcleo y a la partes de acero del tanque. El sistema de aislamiento se divide en:

2.6.14.1. Aislamiento sólido

Los principales materiales en el aislamiento son: cartón prensado, papel normal, papel manila y corrugado, cartón prensado a alta densidad, collares de cartón prensado, recubrimientos orgánicos para el núcleo, porcelanas, recubrimientos de polvo epóxico, madera de maple para armados, fibra vulcanizada, algodón (hilos y cintas), plásticos y cementos, telas y cintas adhesivas, cintas de fibra de vidrio, papel kraft, entre otros.

2.6.14.2. Aislamiento líquido

Existen tres aislantes líquidos que se usan en transformadores; aceite mineral y silicón.

- Aceite mineral aislante: refinado de petróleo crudo que posee propiedades eléctricas aislantes; presenta un bajo punto de combustión resultando un constante peligro en áreas que contengan productos inflamables. Debe mantenerse libre de impurezas como la humedad y otros agentes que afecten sensiblemente su rigidez dieléctrica.
- Aceite de silicón: fluidos constituidos de polímero sintético cuyo principal elemento es el silicio. Es un líquido claro e incoloro que presenta una excelente estabilidad térmica, no es tóxico y es químicamente inerte.

Se caracteriza por tener un punto de llama alrededor de los 300 °C (Celsius), por lo que se puede emplear en transformadores instalados en sitios donde se debe preservar la seguridad de las personas y para plantas de alta peligrosidad.

2.6.15. Aisladores pasatapas (bujes)

La boquilla en un transformador de potencia tiene la función de conectar las guías de los devanados hacia el exterior manteniendo la hermeticidad y el aislamiento eléctrico.

Por sus características intrínsecas, las boquillas están sometidas a grandes esfuerzos dieléctricos al tener que soportar grandes diferencias de potencial en espacios físicos reducidos; esta característica los hace ser el elemento más susceptible de falla de un transformador.

Las boquillas pueden ser de dos tipos:

- Tipo condensador

- Tipo aceite

2.6.16. Descargadores de sobretensión o pararrayos

El descargador o pararrayo es el dispositivo cuya función consiste en reducir los sobrevoltajes que eventualmente aparecen en instalaciones eléctricas como consecuencia de condiciones externas e internas al sistema eléctrico: descargas electroatmosféricas, condiciones operativas, apertura y cierre de circuitos.

Están diseñados para dar protección a la instalación eléctrica; el pararrayo se encuentra conectado de forma permanente a la red entre fase y tierra y actúa únicamente cuando el voltaje alcanza o supera un valor determinado.

El pararrayo tiene vital importancia debido a que sin la función protectora, las sobretensiones inducidas podrían perforar los aisladores de la red de transmisión, aisladores de transformadores y demás componentes del sistema.

2.6.17. Secador o deshidratador de aire

Recipiente que contiene sílica-gel (producto químico con gran capacidad de absorción de humedad), para usarse principalmente en transformadores con tanque conservador y se instala uno para el tanque principal y otro para el del OLTC (cambiador de derivación con carga) cuando se cuenta con este.

Comunica el interior del tanque y el ambiente exterior; de manera que durante el proceso de respiración del transformador, la humedad del aire que penetra en el secador es absorbido por la sílica-gel; es por donde normalmente

respira el transformador durante el proceso de carga/descarga que provoca la dilatación del aceite.

2.6.18. Empaques

La función principal de los empaques es evitar fugas de aceite y guardar que no ingrese humedad a la cuba.

2.6.19. Equipo de instrumentación

Dentro de los equipos asociados a la instrumentación del transformador están:

- Termómetros (devanados, aceite)

Los termómetros se han diseñado especialmente para medir la temperatura del aceite y del devanado (imagen térmica) en transformadores de distribución de tamaño mediano y grande, transformadores de potencia, reactores o aplicaciones similares.

- Indicador de nivel de aceite

2.7. Factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento

Un transformador es una máquina eléctrica constituida por varias partes que se describieron anteriormente (núcleo, devanados, pasa-tapas, válvulas, radiadores, entre otros). Dentro de estos elementos constitutivos, el sistema de aislamiento (aceite y papel) es el componente más importante y es al que se le debe mayor cuidado.

Existen cuatro factores que afectan al sistema de aislamiento de un transformador en aceite: la humedad, el oxígeno, el calor y la contaminación externa.

Es muy importante comprender el daño que causan estos cuatro agentes al sistema de aislamiento de un transformador.

Una vez conocida la presencia de estos con niveles superiores a los normales, se deben tomar las medidas necesarias para que dicho daño sea reducido al mínimo y se prolongue la vida útil del equipo.

2.7.1. Humedad

La presencia de humedad en la parte sólida del aislamiento de los transformadores de potencia (papel, cartón prensado) es uno de los parámetros de estado más importantes. La humedad entra en los transformadores por el aire (respiraderos como el desecador de aire, juntas con fugas) y durante las instalaciones y reparaciones.

El envejecimiento del aislamiento de papel-aceite también aumenta el nivel de humedad. Generalmente, la parte sólida de las estructuras del aislamiento retiene la mayor parte del agua, es decir, 200 veces más que el aceite.

La entrada de humedad en los aislamientos de papel-aceite puede tener efectos peligrosos:

- Reduce la rigidez dieléctrica.
- Acelera el envejecimiento de la celulosa (despolimerización).

- Causa la emisión de burbujas de gas a altas temperaturas y puede producir averías eléctricas imprevistas.

El contenido de humedad en el aislamiento es, por tanto, un factor fundamental para garantizar la fiabilidad y longevidad del transformador.

Puesto que el método tradicional de muestreo de aceite es muy inexacto por diversos motivos, por lo general, se utilizan mediciones dieléctricas para determinar el contenido de humedad. El agua puede estar presente en el aceite de un transformador en las siguientes formas:

- De forma disuelta.
- En forma de una emulsión agua/aceite.
- En estado libre en el fondo del tanque.
- En forma de hielo en el fondo del tanque (si la gravedad específica del aceite es mayor a 0,9 el hielo puede flotar).

Cuando el transformador es energizado, el agua comienza a migrar a la parte del transformador que es más fría y que presenta el mayor esfuerzo eléctrico. Ya que el aislamiento sólido tiene mayor afinidad por el agua que el aceite, la distribución del agua en el transformador será desigual; es decir, en el aislamiento sólido habrá mucha más agua que en el aceite.

La temperatura es un factor muy importante en la distribución del agua entre el aislamiento sólido y el aceite.

2.7.2. Oxígeno

El oxígeno es otro de los potenciales enemigos del aislamiento de un transformador, ya que este reacciona con el aceite para formar ácidos orgánicos, agua y lodo. El oxígeno proviene de la atmósfera o es liberado por la celulosa como resultado de aplicarle calor; además, no es posible eliminar todo el oxígeno existente en un transformador inclusive si el llenado del mismo se lo realiza en vacío.

Antes de hablar de cómo se produce la oxidación del aislamiento, se debe recordar que un aceite dieléctrico es una mezcla de hidrocarburos y de no-hidrocarburos.

De acuerdo a la American Society for Testing and Materials; la oxidación del aceite comienza cuando el oxígeno presente en el transformador se combine con las impurezas de hidrocarburos inestables existentes en el aceite bajo el efecto catalítico de los otros materiales presentes en el transformador.

Dentro de los catalizadores hay humedad y cobre, dentro de los aceleradores hay calor, vibración, sobretensiones y elevados esfuerzos eléctricos debido a fallas eléctricas internas.

Es necesario recalcar que la oxidación del aceite se debe a la oxidación de las impurezas contenidas en este, más no a la oxidación de los hidrocarburos puros.

Como se expresó anteriormente, la etapa final de la oxidación es la formación de lodos en el interior del transformador; es decir, la presencia de

lodo en un transformador es una muestra de que el proceso de oxidación lleva mucho tiempo existiendo.

El lodo proviene del ataque de ácidos al hierro, cobre, barniz, pintura del transformador, y los residuos de dicho ataque se combinan y forman soluciones, el lodo se precipita de estas soluciones. Según la American Society for Testing and Materials, la formación de lodos en un transformador tiene dos ciclos principales:

- La formación de productos decadentes solubles como los ácidos. Dicha formación comienza tan pronto como el aceite es puesto en operación.
- El cambio de los productos de la oxidación que son solubles en el aceite a compuestos insolubles en el aceite.

El lodo se adhiere al aislamiento, a las paredes del tanque, a los ductos de ventilación, entre otro. Depósitos de lodo aproximadamente de un 1/8" a 1/4" en el núcleo y devanados pueden incrementar la temperatura de operación de 10 a 15 °C.

Aunque el aceite se haya deteriorado rápido, relativamente pocos de los 2 870 hidrocarburos estimados presentes en el aceite han reaccionado con el oxígeno; pero lo más importante es que el aceite puede ser nuevamente usado para su propósito original después de que los productos de la oxidación sean eliminados, lo cual se verá más adelante.

La oxidación ataca a las moléculas del papel en uno o más de sus enlaces, el resultado de este cambio químico es la formación de contaminantes y agua.

La oxidación le resta al papel rigidez mecánica, dureza, capacidad de encorvase y dilatarse, capacidad de resistir shocks de carga y, por último, como resultado de la oxidación, se generan productos volátiles que se evaporan y decrecen el espesor o volumen del papel.

2.7.3. El calor

El calor genera 90 % del deterioro de la celulosa; la degradación térmica del aislamiento es función del tiempo, de la temperatura y de cuan seco está el aislamiento.

Las elevadas temperaturas causan un envejecimiento acelerado de la celulosa empleada como aislamiento, reduciéndose su rigidez mecánica y eléctrica; produciéndose la depolimerización o destrucción del papel.

Otros efectos debidos a las elevadas temperaturas son la generación de agua, materiales ácidos y gases (CO₂, CO). Existen evidencias que muestran que si se sobrecarga un transformador con temperaturas superiores a los 140 °C en el punto más caliente, se formarán burbujas de gas, las mismas que disminuyen la rigidez dieléctrica del aislamiento.

Las elevadas temperaturas también reducen la capacidad de la celulosa a ser tensionada. Además, como se dijo anteriormente, al aumentar la temperatura la tasa de oxidación del aislamiento se incrementa y la cantidad de humedad que puede absorber el aceite también se incrementa.

2.7.4. Contaminación externa

Los contaminantes externos pueden presentarse en forma de escarcha, provenientes del proceso de manufactura del transformador y que no han sido propiamente eliminados en el proceso de llenado del transformador con aceite.

2.8. Pruebas a los transformadores de potencia

2.8.1. Análisis de gases disueltos en el aceite (DGA)

Los gases generados en un transformador pueden encontrarse disueltos en el aceite, en el colchón de gas sobre el aceite y en los dispositivos de recolección como el relé buchholz. El método más empleado en la detección de dichos gases es la cromatografía de gases.

La detección de gases en un transformador que se encuentra en servicio se dice que es el primer indicio de la existencia de un comportamiento anormal, el cual podría conllevar a que el mismo falle si no es corregido a tiempo.

Existen algunos mecanismos que ocurriendo de forma individual o de forma simultánea pueden atacar a los materiales aislantes, produciéndose la descomposición de los mismos y las consecuentes formaciones de varios gases combustibles y no combustibles.

2.8.1.1. Ventajas al realizar análisis de gases

- Supervisar los transformadores en servicio y obtener un aviso anticipado de una falla.

- Tener conocimiento de la naturaleza y localización de la falla.
- Asegurarse de que un transformador recientemente adquirido no presente ningún tipo de falla durante el tiempo de garantía que da el fabricante.

2.8.2. Pruebas fisicoquímicas al aceite dieléctrico

Del aceite depende la vida útil de un transformador de potencia.

2.8.2.1. Rigidez dieléctrica

Prueba que muestra la presencia de agentes contaminantes (agua, polvo, partículas conductoras) en el aceite, las cuales pueden ser representativas si se presentan valores bajos de rigidez.

Cuando un aceite está muy contaminado tiende a presentar valores bajos de rigidez los cuales disminuyen el aislamiento del transformador.

La prueba consiste en aplicar una tensión de C.A. entre dos electrodos sumergidos en aceite a una distancia de 2,54 mm o 2,0 mm dependiendo de la norma a ser utilizada.

2.8.2.2. Número de neutralización

Dependiendo del origen, el proceso de refinación o el deterioro en servicio de los aceites aislantes, estos pueden presentar características ácidas o alcalinas.

El número de neutralización expresado como número ácido es una medida de la cantidad de estas sustancias; por lo que se podría decir que la acidez de un aceite da una idea del cambio o deterioro de su condición aislante.

Una acidez alta indica presencia de lodos, que implica obstrucción de los ductos de refrigeración y, por lo tanto, disminución de la capacidad del transformador para disipar temperatura o sea disminución de la capacidad de potencia.

Los valores típicos y límites para esta prueba son los siguientes:

- Aceite nuevo: 0,03 mg KOH/gr
 - Aceite usado: entre 0,1 y 0,2 mg KOH/gr
 - A regenerar: mayor a 0,2 mg KOH/gr
- KOH: acidez del aceite

2.8.2.3. Tensión interfacial

Esta tensión interfacial es un fenómeno físico-químico que se produce por las fuerzas de atracción que existen entre las moléculas de dos líquidos. En los aceites aislantes se utiliza para detectar presencia de productos de oxidación, no detectables con la prueba de acidez, por lo que se puede concluir que es una prueba complementaria a esta.

La prueba consiste en medir el rompimiento de la interface en dinas por centímetro entre las superficies conformadas por el aceite a ser probado y agua destilada.

Los valores mínimos permitidos son los siguientes:

- Aceite nuevo: 45 dyn/cm
- Aceite usado: 25 dyn/cm
- Agua destilada: 70 dyn/cm

2.8.2.4. Factor de potencia

En un aceite aislante el factor de potencia es el rango medido entre la potencia aparente expresada en KVA y la potencia real expresada en kW; esto da como resultado la corriente de fuga a través del aceite, la cual se interpreta como una medición de la contaminación o aceite deteriorado.

Cuando se realiza la medición del factor de potencia en el aceite se utiliza un equipo que se le conoce como medidor de factor de potencia de aislamiento, el cual sirve para medir el factor de potencia del aceite y del aislamiento sólido y pasa-tapas.

Si el resultado es un valor elevado, esto indica que el aceite posee contaminantes como agua, productos de la oxidación, jabones metálicos, carbón o residuos de barniz.

Un aceite nuevo no debe exceder un valor de 0,5 % a 25 °C, aceites en servicio con factores de potencia entre 0,5 % y 1 % a 25 °C necesitarán una investigación adicional para definir el porqué de estos valores. Si el factor está entre 1 % y 2 % a 25 °C, el equipo podría tener desperfecto interno debido al mal estado del aceite.

2.8.2.5. Color

Los aceites dieléctricos siempre deben tener un color claro en su mayoría transparente, de tal manera que se pueda visualmente inspeccionar al interior del equipo.

Cuando el color del aceite cambia en un periodo de tiempo corto es indicativo que hay contaminación y su posible deterioro. En el caso de que el aceite oscurezca y la acidez no tenga cambio significativo puede ser indicio de que la contaminación sea causada por fuente externa.

2.8.2.6. Contenido de humedad

La presencia de agua en el aceite se presenta de varias formas: en forma libre o en suspensión que puede ser detectada de forma visual, la presencia de agua en forma disuelta es normalmente determinada por medios físicos o químicos. El contenido de agua en un aceite puede estar dado en partes por millón (ppm).

2.8.3. Pruebas realizadas al aislamiento sólido

Pruebas importantes para saber la vida útil del aislamiento.

2.8.3.1. Prueba de SFRA

Análisis de respuesta al barrido de la frecuencia, por sus siglas en inglés (SFRA), hace uso de las características de los componentes internos del transformador, los cuales se comportan diferente ante la aplicación de señales eléctricas a diferentes frecuencias.

Este comportamiento puede ser representado eléctricamente por componentes R, L y C. Estos componentes forman una función de transferencia que queda caracterizada por una gráfica que suele considerarse como su huella digital.

El devanado, núcleo, tanque y otros elementos internos del transformador se comportan, eléctricamente, como un circuito complejo de componentes R, L y C.

2.8.3.2. Resultados que se obtienen en la huella digital

La huella digital permite visualizar graficas con las cuales se puede comparar el estado del transformador con resultados de referencia (fábrica).

En la gráfica se puede comparar lo siguiente:

- Deformación del núcleo
- Circuito abierto
- Espiras en cortocircuito y magnetismo residual
- Movimiento de cables de salida de devanados
- Desplazamiento de un devanado respecto a otro
- Deformación de devanados principales o regulador

2.8.3.3. ¿Cuándo realizar SFRA?

- Tras pruebas de cortocircuito
- Antes y después del transporte
- Tras la aparición de altas corrientes transitorias

- Después de fuertes sismos
- Tras observarse resultados inusuales en pruebas rutinarias

2.8.3.4. Factor de potencia

Los devanados de un transformador están aislados de los otros y de tierra (carcasa) por medio de papel, barniz, entre otros. El aislamiento sólido forma una red capacitiva; en cada capacitancia existen pérdidas dieléctricas, estas están representadas por los resistores en serie con cada capacitancia.

El factor de potencia del aislamiento es una medida de las pérdidas de potencia a través del sistema de aislamiento y tierra producidos por una corriente de fuga.

También, el factor de potencia del aislamiento es comúnmente descrito como la relación entre la resistencia y la impedancia de la combinación capacitancia-resistencia que se forma en el sistema de aislamiento.

En la actualidad, no se han encontrado valores de factor de potencia del aislamiento, pero en la práctica se consideran valores normales entre 0,5 % y 2 % referidos a 20 °C, a excepción de unidades nuevas en donde el factor debe estar por debajo del 0,05 % a 20 °C.

Cuando se realiza esta prueba se tiene que tener muy en cuenta la temperatura del transformador ya que de ella dependen los resultados directamente.

Existen factores de corrección por temperatura, de manera que se pueden acercar los valores obtenidos a una base de temperatura común (20 °C) y de esta manera compararlos con los recomendados.

Los resultados de factor de potencia del aislamiento ayudan a detectar humedad, carbonización, pasa-tapas defectuosos, contaminación del aceite con materiales disueltos o partículas conductivas, núcleos no puestos a tierra, entre otros.

2.8.3.5. Resistencia de aislamiento

Es una prueba no destructiva que ayuda para diagnosticar el estado del aislamiento. La resistencia de aislamiento de un aislante eléctrico se define como la resistencia en megaohmios (MΩ), que ofrece el aislante a la aplicación de una tensión directa.

La medición de la resistencia de aislamiento en el caso de los transformadores de potencia, se realiza entre devanados y entre devanados y tierra, esto en intervalos de tiempo aproximados de un minuto a diez minutos.

El equipo utilizado para medir la resistencia de aislamiento es llamado medidor de resistencia de aislamiento (comúnmente, MEGGER), el cual puede funcionar de forma manual o por medio de baterías, siendo analógico o digital.

El MEGGER es un aparato que posee un generador DC, el cual genera una alta tensión directa que produce una pequeña corriente llamada corriente de aislamiento. Dicha corriente consta de dos componentes principales; la componente que fluye a través del aislamiento y la componente que fluye sobre

el aislamiento, la corriente que fluye a través del aislamiento está formada por las siguientes corrientes:

- Corriente de carga capacitiva, la cual posee una elevada magnitud y es de corta duración (normalmente desaparece cuando los primeros datos son tomados). Esta corriente no afecta a los valores de la medición.
- Corriente de absorción, la cual decae a una tasa decreciente desde un valor comparativamente alto hasta cercanamente cero. Usualmente, la resistencia medida en los primeros minutos de la prueba es ampliamente influenciada por la corriente de absorción.

La corriente que fluye sobre el aislamiento consta de la corriente de fuga, la cual es la más importante al momento de evaluar la condición del aislamiento. Teóricamente, esta corriente debe permanecer constante en el tiempo para cualquier valor de tensión aplicado al aislamiento. Un valor constante de esta corriente en el tiempo es sinónimo de que el aislamiento bajo prueba está en buenas condiciones y libre de contaminantes.

La resistencia de aislamiento es considerada como una indicación confiable de la presencia o ausencia de contaminantes dañinos y/o degradación. Sin embargo, los valores de la resistencia de aislamiento son sensibles a pequeños cambios debido a diferentes factores como:

- Humedad: la absorción de humedad por parte del aislamiento tendrá un gran efecto en la resistencia del aislamiento.

- Temperatura: la resistencia de aislamiento varia inversamente con la temperatura, es por esto que existen factores de corrección por temperatura para la resistencia de aislamiento.
- Duración de la prueba: el valor de la resistencia de aislamiento de un devanado normalmente aumenta en el tiempo con la aplicación de la tensión de prueba. El incremento normalmente es rápido al principio y las lecturas gradualmente se aproximan a un valor constante. Para un devanado seco, la resistencia de aislamiento se incrementara por horas, sin embargo se podría decir que se hace constante entre los primeros 10 y 15 minutos de prueba.
- Potencial aplicado: si la resistencia de aislamiento decrece significativamente con un incremento del potencial aplicado, lo anterior puede ser indicativo de la existencia de imperfecciones o fracturas en el aislamiento, agravadas por la presencia de contaminantes o humedad.

2.8.4. Prueba de corriente de excitación

La corriente de excitación de un transformador de potencia suele ser poco intensa. Los valores de esta corriente normalmente están entre el 4 % y el 8 % de la corriente nominal del transformador; sin embargo, se puede asumir un valor promedio de la misma en 5 % de la corriente nominal.

Valores en la corriente de excitación mayores al 10 % de la corriente nominal del transformador son sospechosos de la existencia de un problema interno (posiblemente en el circuito magnético).

La prueba de corriente de excitación permite detectar fallas en el circuito magnético y devanados como cortocircuitos entre espiras, fallas en el aislamiento de los pernos de sujeción del núcleo, mal contacto en el cambiador de taps, fallas en el aislamiento entre laminas del núcleo, mal contacto entre laminaciones sueltas, sobrecalentamiento, mala puesta a tierra, entre otras.

Normalmente, en campo se recomienda hacer la prueba en todos los taps para graficar los resultados.

2.8.5. Prueba de relación de transformación

El objetivo de la prueba de relación de transformación es verificar la relación del número de vueltas entre los devanados primario y secundario de un transformador, comparando los resultados con los datos de placa o con resultados obtenidos en pruebas anteriores (los valores obtenidos en la prueba de relación de transformación para considerarse satisfactorios deberán estar dentro del 0,5 % de los valores de placa).

En el análisis de los resultados obtenidos en esta prueba se pueden detectar defectos en el transformador.

Dentro de los defectos que se pueden detectar está: vueltas cortocircuitadas en sus devanados, errores en el número de espiras, espiras abiertas, fallas entre contactos del tap, entre otros.

Para la realización de esta prueba se utiliza un equipo denominado medidor de relación de transformación, comúnmente llamado TTR, por las siglas en inglés de *transformer turns ratio*.

2.8.6. Prueba de resistencia (DC) de devanados

Esta prueba indicará un cambio en la resistencia DC de los devanados en el caso de que existiesen vueltas cortocircuitadas, empalmes sueltos o malos contactos. Los resultados obtenidos al realizar esta prueba deberán ser comparados con los proporcionados por el fabricante del equipo o con los resultados obtenidos en pruebas anteriores.

Para la medición de la resistencia DC de devanados se utiliza un equipo denominado Microohmetro, el cual puede funcionar de forma manual o por medio de baterías, siendo analógico o digital.

2.8.7. Pruebas de aislamiento del núcleo

Las pruebas, que a continuación se describen son eléctricas.

2.8.7.1. Resistencia de aislamiento

La prueba se realiza a transformadores que se preparan para su puesta en servicio, con el objeto de verificar la resistencia de aislamiento del núcleo y su correcto aterrizamiento en un solo punto, comprobando al mismo tiempo la adecuada geometría del núcleo y asegurando que no haya existido desplazamiento del mismo durante las maniobras de transporte. La prueba es aplicable también a transformadores en operación que presenten sobrecalentamiento sin llegar a su capacidad nominal.

2.8.8. Prueba de termografía infrarroja

Una de las técnicas de mantenimiento predictivo que a lo largo de los últimos años ha pasado a ser una de las más utilizadas por parte de las

empresas que realizan mantenimiento a instalaciones industriales es la termografía infrarroja.

Esta técnica permite detectar, sin contacto físico con el elemento bajo análisis, cualquier falla que se manifieste en un cambio de temperatura. En general, una falla electromecánica antes de producirse se manifiesta generando e intercambiando color. Este calor se traduce habitualmente en una elevación de temperatura que puede ser súbita; pero, por lo general, y dependiendo del objeto, la temperatura comienza a manifestar pequeñas variaciones.

Si es posible detectar, comparar y determinar dicha variación, entonces se podrían detectar fallas que comienzan a gestarse y que pueden producir en el futuro cercano o a mediano plazo una parada de planta y/o un siniestro que afecte a personas e instalaciones.

Esto permite la reducción de los tiempos de parada al minimizar la probabilidad de salidas de servicio imprevistas, no programadas, gracias a su aporte en cuanto a la planificación de las reparaciones y del mantenimiento.

La inspección termográfica en sistemas eléctricos tiene como objetivo detectar componentes defectuosos basándose en la elevación de la temperatura como consecuencia de un aumento anormal de su resistencia óhmica. Las causas que pueden originar estos defectos pueden ser:

- Conexiones flojas
- Conexiones afectadas por corrosión
- Suciedad en contactos
- Degradación de materiales aislantes

Con la técnica tradicional de limpiar y apretar se efectúan acciones para corregir conexiones flojas y contactos pobres; de esta forma, todas las conexiones, empalmes y puntos de contacto reciben físicamente mantenimiento lo necesiten o no; por lo tanto, generalmente no se sabe si se corrigió una falla.

Con termografía se localizan los problemas que deben ser corregidos bajo las técnicas convencionales; además, se encuentran otros problemas que en circunstancias normales no serían detectados.

En el proceso de inspección termográfica es posible definir, en general, las siguientes etapas:

- Planificación de la inspección en los periodos de máxima demanda.
- Evaluación y clasificación de los calentamientos detectados.
- Emisión de informe con identificación de fallas y el grado de urgencia de reparación.
- Seguimiento de la reparación.
- Revisión termográfica para evaluar la efectividad del mantenimiento correctivo realizado.

3. METODOLOGÍA ACTUAL APLICADA

Actualmente, la metodología del mantenimiento aplicada a los transformadores de potencia de la empresa TRELEC S.A., está basada en revisiones periódicas y mantenimiento correctivo. Las revisiones son efectuadas trimestralmente y mantenimiento cada 18 meses, los encargados de ejecutarlas son los gestores y técnicos del departamento de mantenimiento.

Las tareas que se han de realizar son impresas mensualmente; se indican todos los equipos y las tareas. Luego, se deben anotar en la hoja de Tareas planificadas: día de ejecución, encargado de la revisión y si se ha detectado algún síntoma extraño.

Al detectarse alguna anomalía en el equipo se debe actuar para intentar corregirla y devolver al equipo su estado óptimo. Una vez realizadas todas las tareas, se deberán anotar algunos de los datos (lecturas en algunos equipos como: presión, descargas, niveles) esto para tener control histórico del transformador.

En las revisiones trimestrales aparecen averías inesperadas las cuales hay que solucionar; también, deben ser anotadas en otro listado llamado órdenes de trabajo, donde se describirá la actividad realizada, además, la fecha de realización y el tipo de mantenimiento realizado.

3.1. Ventajas y desventajas al implementar un RCM

Es importante conocer en que beneficia un mantenimiento centrado en confiabilidad.

3.1.1. Ventajas al aplicar un RCM

Cuando se implementa esta metodología se mejora el funcionamiento operacional del proceso de mantenimiento de los transformadores de potencia; se asegura que se tomará la mejor decisión para el mantenimiento, efectivo para el activo físico.

Se mejora la seguridad e integridad ambiental al considerar las implicaciones ambientales y para la seguridad de cada patrón de falla antes que considerar su efecto en las operaciones.

En el proceso de mantenimiento se logra un mayor costo-eficacia, al focalizar la atención en aquellas actividades de mantenimiento que tienen mayor impacto en el desempeño del activo se asegura que todo lo que se gasta en mantenimiento se invierta en los procesos que puedan ofrecer mejores resultados.

Se alarga la vida útil de los componentes costosos debido al cuidadoso énfasis que se hace en el uso de técnicas de mantenimiento basadas en la condición del activo.

La construcción de una base de datos global que permita documentar extensivamente los requerimientos de mantenimiento del activo, lo que provee una visión clara acerca de las habilidades necesarias para mantener el activo físico y para decidir que repuestos deben tenerse en bodega.

Mejora el trabajo en equipo; dota tanto al personal de operación como al de mantenimiento del entendimiento acerca de lo que puede y lo que no puede lograrse mediante el mantenimiento y que se debe hacer para lograrlo.

Al aplicar el RCM no se está buscando que el mantenimiento sea menos costoso, sino que el desgaste de los elementos del activo tenga menos fallas funcionales.

3.1.2. RCM aplicado al transformador de potencia

Como se ha mencionado anteriormente, el transformador de potencia es un activo de gran importancia dentro de un sistema eléctrico, por lo tanto, para la empresa que ha invertido en este equipo es de suma importancia que trabaje en óptimas condiciones sin que les ocasione gastos muy elevados cuando presente alguna falla.

Cuando se aplica el RCM, se pueden evitar gastos inesperados o multas en el caso de empresas que prestan el servicio de transmisión eléctrica a grandes usuarios y para garantizar una mejor funcionabilidad a la red eléctrica; se presenta esta nueva forma de realizar mantenimiento al transformador de potencia.

Con el RCM se alarga el funcionamiento de los equipos que conforman al transformador de potencia, gracias a que se tendrá documentación de cómo y cuándo se realizó el mantenimiento a determinado elemento.

Cuando el departamento de mantenimiento aplica el RCM tiene conocimiento de la parte operacional del transformador y cada uno de sus

elementos, activos, pasivos, auxiliares y de instrumentación, se facilita detectar fallas para darles el mejor trato y que no sea recurrente dicha falla.

Las pruebas eléctricas que se practican a partes activas como pasivas, dejan registro de cómo están los equipos para luego tomar decisiones en próximos mantenimientos, cambiarlos y no llegar a una falla que haga operar al transformador y este deje de suministrar la potencia requerida.

Técnicamente, el transformador de potencia es una máquina estática ya que sus funciones no son con mecanismos que estén en constante movimiento, por lo tanto, no sufre un desgaste en sus elementos.

Luego de hacer mantenimiento aplicando el RCM, se tiene la confianza de que el transformador trabajará muy bien en condiciones normales antes de llegar a su próximo mantenimiento.

3.2. Desventajas al no implementar un RCM

A lo largo de los años, las empresas tienen rutinas de mantenimiento a sus activos de una forma poco organizada y sin conocer las funciones principales de cada elemento que conforma un equipo determinado.

Al no tener un orden en las actividades que conlleva un mantenimiento, se pueden tomar decisiones de cambiar un equipo debido a que no se tiene un registro de cuantos mantenimientos lleva dicho equipo.

Sino se tienen claras las 7 preguntas del RCM, no se tiene el conocimiento de que posibles fallas da un equipo, por lo tanto, las consecuencias de esa falla pueden ocasionar gastos innecesarios.

Cuando no se tienen criterios simples, precisos y fáciles como los que se pueden obtener con un RCM, no se puede decidir cuál es la tarea técnicamente factible en el contexto operacional dado y para decidir quién debería hacerla y con qué frecuencia.

En el caso de un transformador de potencia, al no tener el control del mantenimiento de los equipos auxiliares y de medición como relé buchholz, medidor de nivel de aceite, en una apertura del transformador, se puede tomar la decisión de cambiarlos aun estando en buen estado.

De no tener un buen sistema de mantenimiento no se podría tener la confiabilidad de que un equipo o sistema operará bajo las condiciones diseñadas durante un período de tiempo o número establecido de ciclos.

El mantenimiento predictivo tiene como finalidad combinar las ventajas de los dos tipos de mantenimientos (preventivo y correctivo) para lograr el máximo tiempo de operación del equipo y eliminar trabajo innecesario.

El mantenimiento inadecuado se debe en gran parte a que no se tiene registro de los cambios que haya sufrido el transformador y que algunas veces se deja sin inspeccionar todo el equipo instalado. El costo de operación y mantenimiento en un transformador es aproximadamente igual al 4 % del costo del transformador. En general, cada año se hace mantenimiento, por lo cual el costo de operación y mantenimiento es bajo.

4. APLICACIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA RCM A UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA INMERSO EN ACEITE

La nueva metodología consistirá en dejar fuera de servicio cada 8 meses el transformador para llevar a cabo los diferentes mantenimientos que recomienda el RCM según la necesidad de cada componente del transformador.

El departamento de mantenimiento tiene que realizar revisiones mensuales a todos los transformadores de potencia.

El transformador que estará en análisis de su mantenimiento es un transformador reductor 69/13,8kV, 5/7 MVA el cual está sumergido en aceite.

El primer paso para la aplicación de un mantenimiento es determinar los equipos a los que se desea realizar el mantenimiento. Para ello se debe conocer todos los equipos con los que cuenta el transformador, como lo desglosa el capítulo 2.

Posteriormente, se crea la matriz de criticidad (tabla VII) con todos los equipos. Los criterios que sigue la matriz son para definir si un equipo es crítico, semicrítico o no crítico. Al momento del análisis de criticidad de cada componente se ha tenido en cuenta la experiencia de los responsables del mantenimiento (ingeniero, gestor y técnico de mantenimiento).

Asimismo, también se tienen en cuenta las fallas registradas durante un periodo de tiempo de dos años (2015-2016), ya que este registro servirá para

analizar si algún equipo sufre una repetición de falla. Este listado está en la tabla VI.

Para analizar la parte de fallas se centrará en su repetición y también en tres indicadores: MTBF, MTTR y la disponibilidad. Estos factores ayudarán a descifrar si el equipo afectado es crítico o no.

Las fallas más repetitivas 2015 – 2016 en el transformador han sido las siguientes:

Tabla V. **Equipos con mayor índice de fallas**

EQUIPO	SISTEMA	FALLA
Bushing AT	Accesorios	Aislamiento quemado
Bushing BT	Accesorios	Aislamiento quemado
Pararrayo	Accesorios	Quemado por sobrecorriente
Medidores	Accesorios	No detectan las diferentes presiones

Fuente: elaboración propia.

Tabla VI. **Indicadores de mantenimiento durante el periodo 2016**

Descripción	MTBF	MTTR	Disponibilidad (%)
Busching AT	5 840	30	99,48
Busching BT	5 840	30	99,48
Pararrayo	5 840	10	99,83
Medidores	5 840	12	99,79

Fuente: elaboración propia.

En esta tabla se ven indicadores como el MTBF (*mean time between failures*, tiempo medio entre fallas) que indica el tiempo que un equipo permanecerá sin averías; es decir, trabajará en las condiciones con las que está

diseñado (indicador de confiabilidad). Este indicador normalmente se expresa en horas, y en este caso todos los equipos tienen el mismo MTBF, 5 840 horas de un periodo de un total de 17 520 horas (2 años). Además, se incluye otro indicador como es el MTTR (*mean time to restore*, tiempo medio para restaurar) que señala el tiempo medio para restaurar las funciones del equipo, en este tiempo; indicado también en horas, se incluyen tanto el tiempo de análisis y diagnóstico, como el tiempo de reparación. Por último, en la tabla también aparece el indicador de la disponibilidad, que viene dado en tanto por ciento (%). Este indicador es calculado a partir de los dos anteriores, a través de la siguiente fórmula.

Tabla VII. **Bushing**

Bushing AT	Crítico
Bushing BT	Crítico
Pararrayo	Crítico
Medidores	Crítico

$$Disponibilidad = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

Fuente: elaboración propia.

- Los bushing de alta tensión (AT) se consideran críticos debido a que su funcionamiento es parte fundamental en el transformador. De manera que si falla uno de los tres, se detiene por completo el ingreso de corriente o en el peor de los casos, habrá fuga de aceite.
- Los bushing de baja tensión (BT) se consideran críticos debido a que su funcionamiento es parte fundamental en el transformador. De manera que si falla uno de los tres, se detiene por completo la salida de corriente o en el peor de los casos, habrá fuga de aceite.

- Los pararrayos son considerados críticos por la función que desempeñan, que es evitar que una sobrecorriente dañe a los bushing, devanados, etc.
- Los medidores son considerados críticos debido a que su función principal es activar la ventilación forzada y dar señal de alarma/disparo cuando la temperatura del aceite o devanados están elevados.

Tabla VIII. **Matriz de criticidad**

Descripción	MTBF	MTRR	Disp. (%)	Criticidad
Relé Buchholz	5 840	26	99,55	Semicrítico
Tanque conservador	5 840	26	99,55	Semicrítico
Relé de sobrepresión	5 840	30	99,48	Crítico
Radiadores	5 840	48	99,18	Crítico
Deshidratador	5 840	24	99,59	Semicrítico
Contador de descargas	5 840	5	99,91	No crítico
Ventiladores	5 840	5	99,91	No crítico
Cuba	5 840	96	98,38	Crítico
Núcleo	5 840	96	98,38	Crítico
Devanados	5 840	96	98,38	Crítico

Fuente: elaboración propia.

4.1. Metodología RCM aplicada al sistema de protección externa del transformador

El sistema de protección externa, protege al transformador de fallas `por agentes externos.

4.1.1. Mantenimiento e inspección al deshidratador

El único mantenimiento que requiere el respirador de sílica-gel, una vez que se ha detectado un cambio en su coloración, es la regeneración o reemplazo de la sílica-gel, donde se eliminará la humedad absorbida por esta.

Para regenerar y reutilizar la sílica, colóquela en una cubeta o en una charola limpia y agítela mientras se calienta a una temperatura de 100 a 140 °C, continúe el calentamiento hasta que el color de la sílica regrese a su normalidad.

Sino se reutiliza la sílica-gel y se toma la decisión de cambiarla, es importante debido a que sirve de comunicación entre el interior del tanque y el ambiente exterior; de manera que durante el proceso de respiración del transformador la humedad del aire que penetra en el secador es absorbido por la sílica-gel.

Figura 8. **Deshidratador**



Fuente: elaboración propia.

Adicionalmente, deberá revisarse que los empaques entre el recipiente y las partes metálicas de fijación del respirador estén en buen estado y

correctamente sujetas; de manera que se evite que el transformador tenga una fuente de aire que no se la de la parte inferior del recipiente del respirador.

Lo anterior es parte del trabajo que se puede hacer para que el deshidratador se mantenga en óptimas condiciones y realice su función esperada.

En el caso del transformador en curso, el deshidratador se encontró en buenas condiciones; esto significa que el nivel de aceite en el tanque conservador está correcto.

Tabla IX. **Deshidratador**

HOJA DE TRABAJO RCM			
SISTEMA	Protección externa	TRELEC S.A. TRANSFORMADOR ###	
DISPOSITIVO	Deshidratador		
TAREA PROPUESTA		FRECUENCIA	A REALIZARSE POR
Revisar color de <u>silica gel</u>		mensualmente	Gestor de mantenimiento
detección de fugas		mensualmente	Gestor de mantenimiento
determinar si es necesario la regeneración o reemplazo de <u>silica gel</u>		cada 8 meses	Gestor de mantenimiento

Fuente: elaboración propia.

4.1.2. **Mantenimiento e inspección a bushing de AT y BT**

Se conocen algunas actividades que deben tomarse en cuenta a la hora de la realización del mantenimiento o de las inspecciones periódicas a los bushing de alta y baja tensión del transformador.

Dichas actividades deben ser realizadas periódicamente de una manera efectiva, ya que es la única manera que permite determinar cuando el aislador constituye un riesgo para la continuidad del servicio.

Se tiene que revisar la temperatura de los terminales ya que podría existir sobrecalentamiento en este punto si los aprietes no están firmemente ajustados. Las terminales son conectores nema 4.

Cuando se tenga mucho polvo o cualquier otra impureza ambiental en el aislador del bushing se debe efectuar una limpieza con agua; cuando se empleen soluciones químicas para la limpieza debe tenerse cuidado de no tocar ninguna parte metálica.

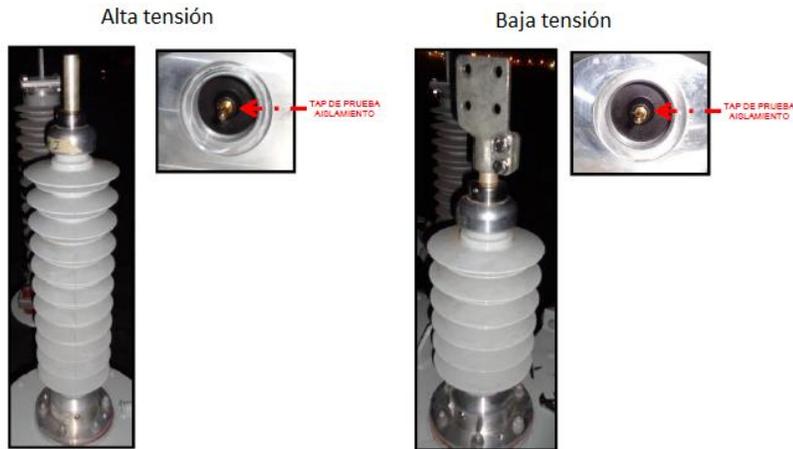
Esta limpieza se realizará cuando el transformador se encuentra desenergizado.

Siguiendo con la inspección de daños menores, chisporroteos o fisuras, en el caso de chisporroteo se tiene que resanar y al momento de apriete hay que aplicar penetrox; en el peor de los casos, si se encuentra una fisura en el aislamiento, se toma la decisión de cambiar el bushing.

Los métodos para detectar el deterioro del aislamiento son la medición de la resistencia de aislamiento y el factor de potencia del aislamiento así como los resultados de la tangente delta.

Cuando la resistencia de aislamiento es superior a 1 000 M Ω a temperaturas normales, puede considerarse como una buena condición; pero el valor de la tangente delta también debe tomarse al considerar la evaluación.

Figura 9. Bushing de AT y BT



Fuente: elaboración propia.

- La tensión nominal y corriente máxima de los de AT es de 72,5 kV / 800^a
- La tensión nominal y corriente máxima de los de BT es de 36 kV / 1250^a

Tabla X. Bushing AT y BT

HOJA DE TRABAJO RCM			
SISTEMA	Protección externa	TRELEC S.A. TRANSFORMADOR ###	
DISPOSITIVO	BUSHING AT y BT		
TAREA PROPUESTA		FRECUENCIA	A REALIZARSE POR
Temperatura de los terminales (punto caliente), camara infrarroja		mensualmente	Gestor de mantenimiento
Limpieza de cualquier impureza en el aislamiento		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento
Reapriete de torinillos en terminales		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento
medición de resistencia de aislamiento		cada 8 meses	Gestor de mantenimiento
Cambio de Bushing		Fallado	Técnico de mantenimiento

Fuente: elaboración propia.

4.1.3. Mantenimiento e inspección a pararrayos

Cuando se realiza mantenimiento a estos equipos se les aplica la prueba de resistencia de aislamiento; es una prueba que se aplica para determinar la integridad del aislamiento en el pararrayo.

La razón por la que se realizan pruebas de aislamiento en los pararrayos de alta tensión es la de prevenir las posibles averías en las instalaciones eléctricas. El pararrayo está expuesto a factores ambientales adversos como polvo, temperaturas extremas, tensiones mecánicas y vibraciones. Estos factores pueden provocar el fallo de su aislamiento eléctrico.

Debido a que son el origen de posibles pérdidas económicas o incluso humanas, la verificación periódica del aislamiento provee una información muy valiosa sobre su posible deterioro y ayuda a predecir sus fallos.

Con lo mencionado anteriormente se conseguirá no solo evitar las averías de origen eléctrico; también, prolongar la vida operativa del pararrayo, de la instalación eléctrica y de todos sus elementos.

Figura 10. **Pararrayos**



Fuente: elaboración propia.

Tabla XI. **Pararrayo**

HOJA DE TRABAJO RCM			
SISTEMA	Protección externa	TRELEC S.A. TRANSFORMADOR ###	
DISPOSITIVO	PARARRAYOS		
TAREA PROPUESTA		FRECUENCIA	A REALIZARSE POR
Temperatura de los terminales (punto caliente), camara infrarroja		mensualmente	Gestor de mantenimiento
Limpieza de cualquier impureza en el aislamiento		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento
Reapriete de torinillos en terminales		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento
medición de resistencia de aislamiento		cada 8 meses	Gestor de mantenimiento
Cambio de pararrayo		Fallado	Técnico de mantenimiento

Fuente: elaboración propia.

4.2. **RCM aplicado al sistema de protección interna del transformador**

Sistema importante, ya que protege el núcleo y bobinado.

4.2.1. **Mantenimiento e inspección del relé Buchholz**

El mantenimiento del relé debe realizarse siempre que el transformador se encuentre desenergizado.

A un lado de la caja del relé se encuentra una ventanilla de inspección que permite observar el volumen y el color del gas producido y extraer muestras para evaluar el motivo y el grado de la falla.

Al instalar el medidor, debe quitarse el resorte que se ha usado para sostener al flotador o el material empacado y evitar así movimientos del flotador; limpiarse el interior del relé, verificarse si el contacto de mercurio y los terminales conectores están en buenas condiciones; fijar el relé al

transformador, asegurándose de que la dirección del ajuste y el nivel sean correctos.

En este caso, como el transformador está inmerso en aceite, se tiene que abrir la válvula de escape del gas que se encuentra en la parte superior del relé para eliminar el aire del interior del relé e iniciar el funcionamiento del transformador; sin embargo, si la carga del aceite al vacío se hace en perfectas condiciones, la eliminación no es necesaria.

Los contactos de mercurio deben manejarse con mucho cuidado, debido a que pueden romperse cuando hay vibraciones.

El relé Buchholz es un dispositivo con poco contacto físico, por lo tanto, tiene poca probabilidad de dañarse. Para que el relé tenga buen funcionamiento hay que tener mucho cuidado al instalarlo por primera vez en el transformador de potencia.

Figura 11. **Relé Buchholz**



Fuente: elaboración propia.

Tabla XII. **Relé Buchholz**

HOJA DE TRABAJO RCM			
SISTEMA	Protección externa	TRELEC S.A. TRANSFORMADOR ###	
DISPOSITIVO	RELÉ BUCHHOLZ		
TAREA PROPUESTA		FRECUENCIA	A REALIZARSE POR
Verificación externa		mensualmente	Gestor de mantenimiento
Limpieza y verificación de fugas		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento
Revisión de resorte y flotador		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento
Cambio de Relé Buchholz		Fallado	Técnico de mantenimiento

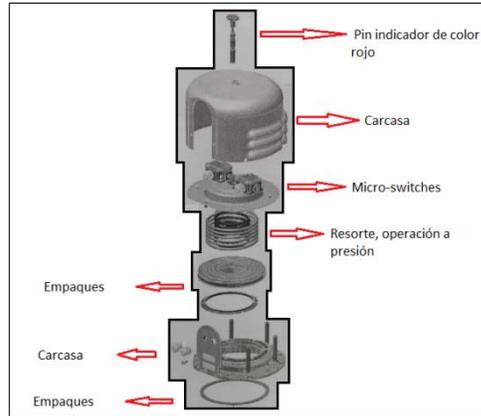
Fuente: elaboración propia.

4.2.2. **Mantenimiento e inspección válvula de sobrepresión**

El mantenimiento que se le efectúa a la válvula de sobrepresión es el cambio del diafragma de vidrio; en el caso de que este se rompiera accidentalmente o por un aumento de presión en el transformador, deberá ser cambiado inmediatamente con otro del mismo espesor y de las mismas dimensiones, ya que un diafragma dañado permite el ingreso de oxígeno y humedad al transformador.

Para saber si la válvula se ha activado, se debe observar si un indicador de color rojo se encuentra por arriba de 2 pulgadas sobre el nivel de la parte superior de la válvula de sobrepresión. Cada 8 meses debe realizarse una revisión alrededor de la válvula de sobrepresión. Si se observan manchas de aceite en la periferia, los empaques deberán ser reemplazados.

Figura 12. **Despiece de válvula de sobrepresión**



Fuente: elaboración propia.

Esta válvula se encuentra haciendo contacto con la placa de expansión; el resorte de ajuste y los contactos del microswitch están en relación con el elevador que se relaciona a su vez con la aguja del switch.

Tabla XIII. **Válvula de sobrepresión**

HOJA DE TRABAJO RCM			
SISTEMA	Protección externa	TRELEC S.A. TRANSFORMADOR ###	
DISPOSITIVO	VÁLVULA DE SOBREPRESIÓN		
TAREA PROPUESTA		FRECUENCIA	A REALIZARSE POR
Verificación externa		mensualmente	Gestor de mantenimiento
Limpieza externa y verificación de fugas		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento
Revisión de resorte y empaques		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento
Cambio de válvula de sobrepresión		Fallado	Técnico de mantenimiento

Fuente: elaboración propia.

4.2.3. Mantenimiento e inspección a medidores de temperatura

El medidor tipo reloj es de presión con un bulbo que contiene un líquido especial o gas sellado; se conecta con un tubo muy fino para mover la aguja por expansión y contracción del fluido; debe verificarse comparándolo con un termómetro normal una vez al año o lapsos de tiempo cortos.

También, se tiene que verificar cuidadosamente que no esté corroído en el interior, que no tenga ingreso de agua, que la aguja se mueva correctamente y que los contactos de accionamiento de ventiladores y alarma funcionen adecuadamente. Si el vidrio está empañado por la humedad que penetra, se debe quitar la tapa de vidrio y cambie el empaque.

Después de pasados los años, la sonda térmica se desgasta, al igual que el piñón y el soporte, por lo que dan indicaciones erróneas, las piezas indicadoras móviles llegan a caerse por golpes o vibraciones. Tubería delicada, manejo cuidadoso del termómetro o medidor.

Figura 13. Medidores de temperatura tipo reloj



Fuente: elaboración propia.

Tabla XIV. **Medidores de temperatura**

HOJA DE TRABAJO RCM			
SISTEMA	Protección externa	TRELEC S.A. TRANSFORMADOR ###	
DISPOSITIVO	MEDIDORES DE TEMPERATURA		
TAREA PROPUESTA		FRECUENCIA	A REALIZARSE POR
Verificación externa		mensualmente	Gestor de mantenimiento
Limpieza externa y verificación de fugas		mensualmente	Técnico de mantenimiento
Revisión de empaques y agujas		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento
Cambio de medidor		Fallado	Técnico de mantenimiento

Fuente: elaboración propia.

4.2.4. Mantenimiento e inspección del medidor de nivel de aceite

El medidor de nivel de aceite requiere el mismo cuidado que cualquier instrumento ordinario, debido a que tiene indicador con flotador metálico, requiere atención cuando hay una indicación incorrecta.

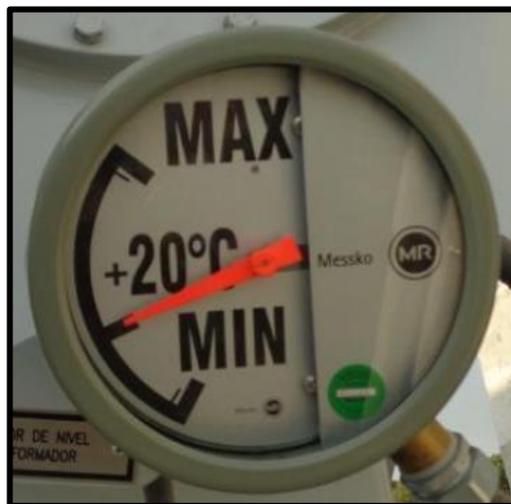
Para realizar una revisión del medidor, retírese el mecanismo exterior del medidor sin necesidad de reducir el nivel de aceite.

Luego de haber removido la parte exterior del medidor, sosténgase un imán en la parte posterior del mecanismo y rotelo; si el dial indicador no se mueve junto con la rotación del imán, podría existir un mal funcionamiento del medidor. Realizar una revisión del mismo o en el peor de los casos reemplazarlo.

Es posible que exista un circuito de control que haga sonar una alarma o produzca la desconexión del transformador cuando el nivel de aceite se encuentra por debajo de un nivel predeterminado.

Dicho circuito deberá ser probado eléctricamente para saber si funciona correctamente. Además, los circuitos de alarma y desconexión deben ser probados manualmente para verificar si la respuesta de alarma y desconexión se obtiene.

Figura 14. **Medidor del nivel de aceite**



Fuente: elaboración propia.

Los medidores forman parte del equipo auxiliar del transformador y su mecanismo no está en constante movimiento, por lo tanto, la ocurrencia de falla es mínima.

Para prevenir su mal funcionamiento hay que hacer las revisiones y pruebas antes mencionadas en cada mantenimiento que se le realice al transformador de potencia.

Este dispositivo es de gran ayuda para el departamento de mantenimiento debido a que da alarma antes de que suceda una falla muy costosa de reparar y económicamente represente un gasto.

Tabla XV. **Medidor de nivel de aceite**

HOJA DE TRABAJO RCM			
SISTEMA	Protección externa	TRELEC S.A. TRANSFORMADOR ###	
DISPOSITIVO	MEDIDOR DE NIVEL DE ACEITE		
TAREA PROPUESTA		FRECUENCIA	A REALIZARSE POR
Verificación externa		mensualmente	Gestor de mantenimiento
Revisión de empaques y agujas		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento
Cambio de medidor		Fallado	Técnico de mantenimiento

Fuente: elaboración propia.

4.2.5. Inspección al aislamiento líquido y sólido

Debido a que el aislamiento entre devanados que se encuentran en la cuba del transformador es fundamental para la vida útil del activo en función.

Este sistema de aislamiento tiene como función aislar los devanados del transformador entre sí y de tierra, es decir, los elementos de este sistema aíslan las partes conductoras del núcleo y de las estructuras de acero.

4.2.5.1. Funciones específicas del aceite

En los transformadores el aceite es usado como aislante y tiene las siguientes funciones:

- Aislar eléctricamente todos los componentes del transformador
- Proveer refrigeración
- Protege al conjunto núcleo-bobinas del ataque químico.

4.2.6. Funciones específicas del papel aislante

El papel usado como aislamiento en un transformador debe desempeñar las siguientes funciones:

- Soportar los esfuerzos eléctricos producidos por las tensiones en condiciones normales y anormales durante la operación del transformador.
- Soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos que acompañan a un cortocircuito.
- Prevenir una acumulación excesiva de calor.

Tabla XVI. **Aislante líquido y sólido**

HOJA DE TRABAJO RCM			
SISTEMA	Protección externa	TRELEC S.A. TRANSFORMADOR ###	
DISPOSITIVO	 AISLANTE LÍQUIDO Y SÓLIDO 		
TAREA PROPUESTA		FRECUENCIA	A REALIZARSE POR
Cromatografía de gases		semestralmente	Gestor de mantenimiento
Prueba de rigidez dieléctrica, aislamiento		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento
Cambio de aceite		Falla severa	Técnico de mantenimiento

Fuente: elaboración propia.

4.3. RCM aplicado al sistema de enfriamiento del transformador

El equipo de ventilación es el más importante en el funcionamiento diario del transformador de potencia.

4.3.1. Mantenimiento e inspección del sistema de enfriamiento

Como ya se ha mencionado para los equipos anteriores, el mantenimiento debe realizarse cuando el transformador esté desenergizado.

Se debe verificar la existencia de fuga de aceite en los tubos colectores o en las aletas de los radiadores; debe revisarse el estado de la pintura, realizarse una limpieza del polvo y suciedad que se acumula en estos, especialmente, en la zona de unión entre las aletas y los tubos colectores.

La limpieza es muy importante debido a que esta resta eficiencia a la acción del radiador y con el tiempo puede dar origen a un proceso de oxidación del metal.

Para el caso de los ventiladores y bombas de circulación se recomienda revisar la temperatura, vibración, ruido, falta de fijación, oxidación y estado de la pintura.

Es una buena práctica que por lo menos cada año se desmonten los rodamientos del motor y reemplazar la grasa vieja; simultáneamente, a lo anterior se deberá realizar una prueba de resistencia de aislamiento de dicho motor. Si se perciben ruidos inusuales diferentes a los de operación normal de estos equipos, deberán ser desmontados y sujetos a revisión.

Figura 15. **Radiador y ventiladores**



Fuente: elaboración propia.

En el caso de que los radiadores sean desmontables hay que verificar que las válvulas de paso estén abiertas correctamente y con esto el aceite tenga un fluido libre por la tubería del radiador.

Lo mencionado anteriormente es lo que se debe realizar para que los ventiladores y el radiador no tengan que ser reemplazados.

Tabla XVII. Radiadores y ventiladores

HOJA DE TRABAJO RCM			
SISTEMA	Protección externa	TRELEC S.A. TRANSFORMADOR ###	
DISPOSITIVO	RADIADORES Y VENTILADORES		
TAREA PROPUESTA		FRECUENCIA	A REALIZARSE POR
Verificación externa		mensualmente	Gestor de mantenimiento
Revisión de fugas, limpieza y retoque de pintura		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento
revisión eléctrica a ventiladores		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento
cambio de ventiladores o radiadores		falla severa	Técnico de mantenimiento

Fuente: elaboración propia.

4.4. RCM aplicado al sistema pasivo del transformador

El sistema pasivo se refiere al recubrimiento del núcleo llamado Cuba.

4.4.1. Mantenimiento e inspección de la cuba

El mantenimiento que requiere la cuba o el tanque es mínimo, comparado con las otras partes que lo constituyen, cada vez que se encuentre desenergizado se deben realizar las siguientes actividades:

- Revisión de las uniones que tienen empaques con la finalidad de observar sino existen fugas de aceite; en caso de fuga, los pernos o tornillos de ajuste deberán ser reapretados o en el peor de los casos los empaques deberán ser reemplazados.
- Verificación de la limpieza y ajuste de los puntos de puesta a tierra de la cuba.
- Revisión del estado de la pintura en toda la superficie, especialmente, en las esquinas, cordones de soldadura y en los bordes expuestos de los empaques; de encontrarse anomalías con respecto a la pintura, deberá planificarse en la próxima desenergización la corrección.

4.4.1.1. Detección y reparación de fuga

Cuando la fuga sea abajo del nivel del aceite, debe lavarse primero con thinner o alcohol la parte afectada y al eliminarse el polvo, el lugar de la fuga se verá claramente como una mancha negra. Cuando la fuga sea arriba del nivel del aceite, debe cargar el gas de nitrógeno a una presión apropiada (aproximadamente, 0,3 a 0,4 Kg/cm²), poner una solución de jabón líquida en la parte sospechosa del empaque, si hay alguna fuga se formarán burbujas; debe tener cuidado en no permitir el funcionamiento del tubo de escape de la presión durante esta operación.

Si la fuga es en la parte de la cuba que contiene aceite, debe repararse con soldadura, teniendo el cuidado de verificar que el calor de la soldadura no produzca una mezcla explosiva de gases. Si la fuga está a unos 70 mm o más por encima del nivel del aceite, y si el espesor de la pared del tanque es mayor

de 6 mm, no habrá peligro de combustión ya que el aceite enfriará el calor de la soldadura.

Si la fuga está por encima del nivel del aceite, debe poner gas de nitrógeno en el interior del tanque para prevenir un incendio. Si el espesor de la pared del tanque es menor de 4,5 mm, poner una pieza de metal encima de la parte de la fuga y soldarla, es mejor si no hay aceite en el lugar de la reparación. La manera más simple de reparar un pequeño orificio de fuga es golpeando cuidadosamente con un cincel la parte afectada. No debe taparse con masilla o con pintura ya que no durará mucho tiempo esta reparación.

Figura 16. **Cuba**



Fuente: elaboración propia.

Tabla XVIII. **Cuba**

HOJA DE TRABAJO RCM			
SISTEMA	Protección externa	TRELEC S.A. TRANSFORMADOR ###	
DISPOSITIVO	CUBA		
TAREA PROPUESTA		FRECUENCIA	A REALIZARSE POR
Verificación externa		mensualmente	Gestor de mantenimiento
Revisión de fugas, limpieza y retoque de pintura		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento
Reparación de fugas		falla severa	Técnico de mantenimiento

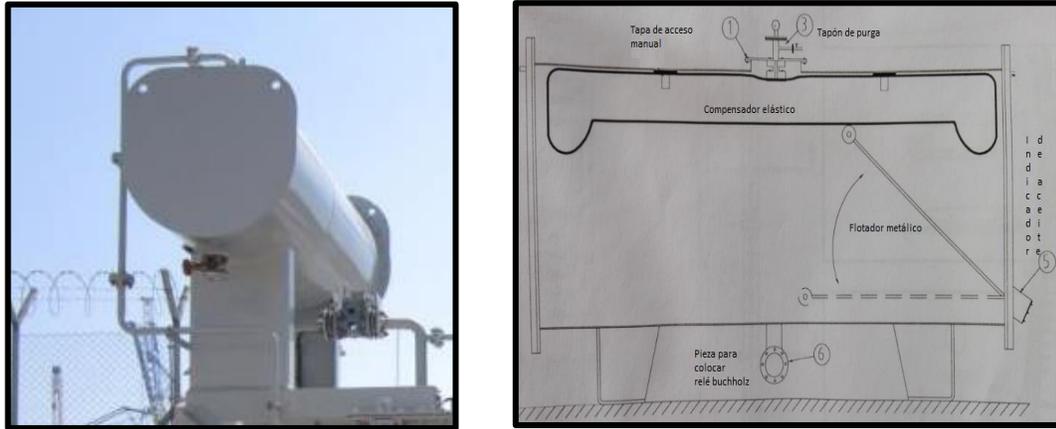
Fuente: elaboración propia.

4.4.2. Mantenimiento e inspección del tanque conservador

El mantenimiento que requiere el tanque conservador es mínimo; cada vez que se encuentre desenergizado, se deben realizar las siguientes actividades:

- Revisión de las uniones con empaques con la finalidad de observar sino existen fugas de aceite; en caso de fuga, los pernos o tornillos de ajuste deberán ser reapretados o en el peor de los casos, los empaques deberán ser reemplazados.
- Revisión del estado de la pintura en toda la superficie, especialmente, en las esquinas, cordones de soldadura y en los bordes expuestos de los empaques; de encontrarse anomalías con respecto a la pintura, deberá planificarse la corrección en la próxima desenergización.

Figura 17. **Tanque conservador**



Fuente: elaboración propia.

Tabla XIX. **Tanque conservador**

HOJA DE TRABAJO RCM			
SISTEMA	Protección externa	TRELEC S.A. TRANSFORMADOR ###	
DISPOSITIVO	TANQUE CONSERVADOR		
TAREA PROPUESTA		FRECUENCIA	A REALIZARSE POR
Verificación externa		mensualmente	Gestor de mantenimiento
Revisión de fugas, limpieza y retoque de pintura		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento
Reapriete de tornillos en uniones		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento
Reparación de fugas y flote		falla severa	Técnico de mantenimiento

Fuente: elaboración propia.

4.5. RCM aplicado al sistema activo del transformador

El sistema activo da la transformación de potencia.

4.5.1. Mantenimiento e inspección de los devanados

Debido a que estos arrollamientos se encuentran en la parte interna de la cuba del transformador no tienen un mantenimiento físico; por lo tanto, se realizan pruebas eléctricas. En los devanados se pueden ocasionar cortocircuitos entre las espiras, entre las fases y entre las bobinas. La falla de cortocircuito se debe a una tensión anormal en los pararrayos y algunas se deben a deterioro del aceite.

Por una fuerza mecánica electromagnética o por una carga excesiva también se dan cortocircuitos en los devanados y les causan deformaciones. Las terminales de los devanados sufren daños por un exceso de corriente o por un rayo. La fuerza de los cortocircuitos ocasiona que se rompan los terminales. El voltaje de impulso o el deterioro del aislamiento pueden causar un cortocircuito a tierra del bobinado o de sus terminales al núcleo o al tanque.

Las fallas mencionadas anteriormente se pueden detectar mediante el diagnóstico de las pruebas eléctricas:

- Resistencia de aislamiento del devanado
- Relación de transformación
- Resistencia de devanados

Figura 18. **Devanados**



Fuente: elaboración propia.

Como se observa en las imágenes son bobinas formadas por hilo de cobre con diferentes derivaciones para realizar la transformación deseada y están sumergidas en aislante líquido, tal es el caso del aceite.

Tabla XX. **Devanados**

HOJA DE TRABAJO RCM			
SISTEMA	Protección externa	TRELEC S.A. TRANSFORMADOR ###	
DISPOSITIVO	DEVANADOS		
TAREA PROPUESTA		FRECUENCIA	A REALIZARSE POR
Pruebas eléctricas		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento

Fuente: elaboración propia.

4.5.2. Mantenimiento al núcleo

Debido a que el núcleo se encuentra dentro de la cuba del transformador no tiene una inspección visual como para determinar que está dañada alguna lámina que lo constituye; por lo tanto, al momento del mantenimiento se realizan pruebas eléctricas con las cuales se puede obtener un resultado.

La prueba de corriente de excitación es una de las pruebas que ayuda a detectar cortocircuitos entre espiras en un devanado; un apilamiento defectuoso de la laminación del núcleo o un acero del núcleo de baja calidad puede influir en la reluctancia del núcleo, por lo tanto, dará lugar a un cambio en la corriente de excitación.

Figura 19. **Núcleo**



Fuente: *Núcleo transformador*. <https://spanish.alibaba.com/product-detail/stacked-transformer-core-342873569.html>. Consulta: 26 de agosto de 2017.

Tabla XXI. **Núcleo**

HOJA DE TRABAJO RCM			
SISTEMA	Protección externa	TRELEC S.A. TRANSFORMADOR ###	
DISPOSITIVO	NUCLÉO		
TAREA PROPUESTA		FRECUENCIA	A REALIZARSE POR
Pruebas eléctricas		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento

Fuente: elaboración propia.

4.5.3. **Mantenimiento e inspección del cambiador de derivaciones**

Este dispositivo se encuentra dentro de la cuba del transformador, por lo que no tiene inspección visual. Para determinar su funcionamiento correcto se puede corroborar en el momento de realizar relación de transformación a los devanados del transformador, ya que se hace la prueba en las diferentes posiciones.

Con lo que se hace el cambio de derivaciones es con un volante que está instalado en la parte lateral de la cuba, su movimiento es manual. Si al momento de realizar pruebas de devanados, los resultados no coinciden con los de fábrica, se viene una tarea bastante ardua ya que se tiene que desarmar el transformador, sacar aceite y destapar la cuba para poder revisar las conexiones del cambiador de derivaciones.

De no estar conectado correctamente, no se podrá realizar la regulación de tensión en el secundario del transformador. En caso que este dispositivo

esté dañado se tendrá que consultar con el fabricante para que pueda proveer de un repuesto adecuado.

Figura 20. **Volante del cambiador de derivaciones**



Fuente: elaboración propia.

Las pruebas realizadas a los devanados en las diferentes posiciones del cambiador fueron exitosas; con esto se concluye que el cambiador de derivaciones está perfectamente conectado para lo que fue construido.

Si la rigidez dieléctrica del aceite está por debajo de los 22 kV o 26 kV, el cambiador de derivaciones no debe ser energizado.

Tabla XXII. **Cambiador de derivaciones**

HOJA DE TRABAJO RCM			
SISTEMA	Protección externa	TRELEC S.A. TRANSFORMADOR ###	
DISPOSITIVO	CAMBIADOR DE DERIVACIONES		
TAREA PROPUESTA		FRECUENCIA	A REALIZARSE POR
Pruebas eléctricas		cada 8 meses	Técnico de mantenimiento

Fuente: elaboración propia.

4.6. Integración de sistemas del el transformador

El transformador de potencia fue diseñado para realizar su principal funcionamiento que está basado en el fenómeno de inducción electromagnética, transmisor de potencia eléctrica en la modalidad de corriente alterna.

Los diferentes sistemas que conforman al transformador de potencia son:

- Sistema de protección externa
- Sistema de protección interna
- Sistema de enfriamiento
- Sistema pasivo
- Sistema activo

Estos sistemas están relacionados entre sí de tal forma que si uno se encuentra en mal estado puede provocar un mal funcionamiento o en el peor de los casos dañar a otro sistema.

El sistema de protección externa (bushing de AT y BT, pararrayos y deshidratador) al momento de la energización del transformador o en funcionamiento es el que recibe la potencia eléctrica en el caso de los bushing de AT; luego de transformarse la potencia en corriente alterna, son ahora los bushing de BT los que se encargan de que la corriente pueda ser tomada para trasladarla a diferentes equipos eléctricos.

Los pararrayos forman parte del sistema de protección externa y son los que están diseñados para proteger al sistema activo y al de protección interna

de cualquier sobrecorriente que sea transmitida por las líneas de transmisión ya sea por una falla o por descargas electroatmoféricas.

El deshidratador es un dispositivo que también protege el interior del transformador en este caso al aceite que forma parte del sistema de protección interna.

El sistema de protección interna (relé buchholz, válvula de sobre presión, medidores de temperatura, medidor de nivel de aceite, sondas térmicas y el aceite) empieza su labor cuando el transformador ya está en funcionamiento, significa que la potencia eléctrica está pasando por el sistema de protección externa y el sistema activo. Algunos equipos del sistema están instalados en la cuba del transformador pero reciben señales del interior del mismo. Los medidores detectan el bajo nivel de aceite y mandan señal y disparo del transformador.

Es protección interna debido a que están instalados y diseñados para que detecten cualquier anomalía al interior del transformador para luego trasladar esa señal a equipo de protección electrónica instalada en caseta de control y se pueda desenergizar el transformador sin que sufra daños ceberos. En caso de temperatura alta del aceite o del sistema activo (devanados) por estar suministrando toda la potencia que el transformador pueda dar o por falla, se tiene el sistema de enfriamiento.

El sistema de enfriamiento (radiadores y ventiladores) en el transformador está diseñado para que circule el aceite por las diferentes rejillas del radiador o radiadores y tenga un enfriamiento natural; pero si la temperatura es muy alta se activan los ventiladores por medio de las sondas térmicas instaladas en los medidores de temperatura y se tendrá una ventilación forzada. La importancia

del enfriamiento es grande ya que se pueden evitar daños al sistema pasivo y activo.

El sistema pasivo (cuba o tanque, tanque conservador), en el caso de la cuba es aquí donde están instalados y recubiertos los sistemas; activo, de protección externa, protección interna y enfriamiento. Dentro de la cuba está el aceite aislante del sistema activo, por lo tanto, no debe presentar ninguna fuga.

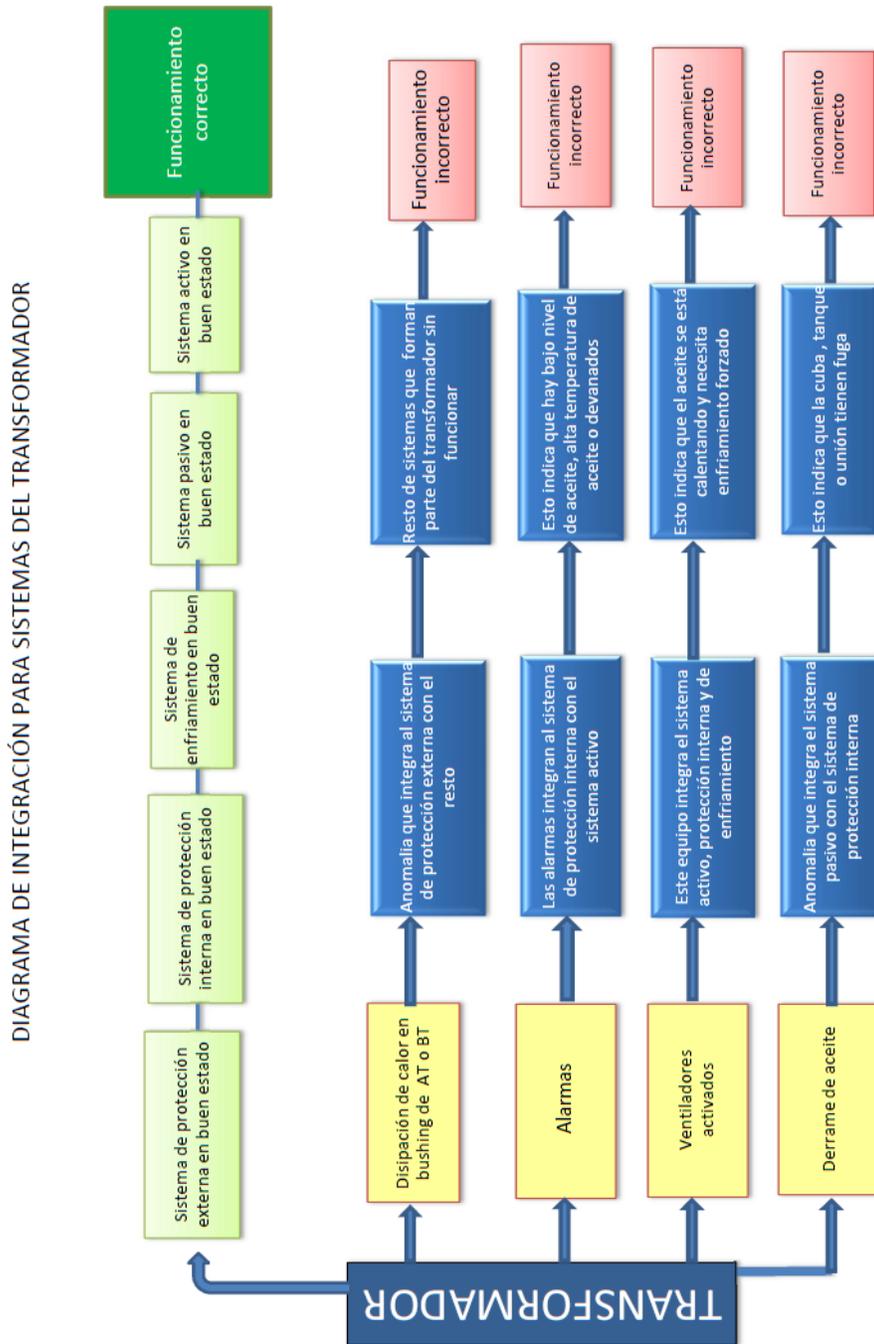
En el tanque conservador se encuentra también el aceite aislante y los medidores de nivel de aceite; la unión entre el tanque conservador y la cuba se realiza por medio de tubería y el relé Buchholz.

La cuba y el tanque son los más robustos del transformador cuya función principal es proteger mecánicamente los devanados y el núcleo que forman parte del sistema activo.

El sistema activo (devanados o bobinas, núcleo y cambiador de derivaciones) es el que hace la relación de transformación por medio de las bobinas que están instaladas en el núcleo.

Finalmente, se puede decir que los sistemas de protección externa, interna, de enfriamiento y pasivo funcionan para que el sistema pasivo pueda desarrollarse y entregar la potencia requerida.

Figura 21. Integración de sistemas



Fuente: elaboración propia.

4.7. Concientización al departamento de mantenimiento

El mantenimiento centrado en confiabilidad RCM claramente explica que en todas sus actividades estarán involucradas todas las personas que integran el departamento de mantenimiento:

- Ingeniero
- Supervisor
- Técnicos operativos

Por lo tanto, se debe realizar un programa de capacitación para todo el personal de campo ya que es de suma importancia que se retroalimenten constantemente las buenas prácticas de los diferentes mantenimientos que sugiere el RCM y para tenerlo como referencia para colaboradores de nuevo ingreso.

Los temas relevantes en una capacitación serán: el manejo adecuado del aceite dieléctrico de los transformadores de potencia, concientizar que es dañino y contamina el medio ambiente. También, es necesario que los técnicos sepan interpretar los resultados que dan las diferentes herramientas de pruebas eléctricas; esta capacitación se debe de gestionar con las marcas y fabricantes de dichas herramientas.

El ingeniero a cargo del departamento de mantenimiento debe realizar reuniones periódicas (trimestralmente) donde el supervisor y los técnicos tienen que ser evaluados sobre el conocimiento de las técnicas que se están ejecutando y las que se deben llevar a cabo en un mantenimiento futuro.

Por otro lado, el supervisor es un eslabón importante dentro de la cadena ejecutora del RCM, quien día a día tiene que controlar que se estén ejecutando bien las técnicas de mantenimiento.

El supervisor determina con base en las 7 preguntas básicas del RCM si una falla de algún dispositivo requiere cambio o no.

Los cargos anteriormente mencionados tienen responsabilidad directa sobre los técnicos operativos quienes tienen que estar claros con los conceptos del mantenimiento predictivo, preventivo, correctivo y detectivo.

Para este grupo de técnicos es que se debe realizar el programa de capacitación, cual debe llevar lo siguiente:

- Conceptos del RCM.
- Conceptos de mantenimiento.
- Conceptos eléctricos.
- Manejo de desechos sólidos y líquidos.
- Conocimiento sobre partes del transformador de potencia.
- Conocer el protocolo de desenergización del transformador.
- Conocer el protocolo de puesta en marcha del transformador luego de haberle realizado el mantenimiento.

Es necesario que las capacitaciones sean semestralmente con agentes externos a la empresa (capacitación contratada) y trimestralmente las evaluaciones internas del departamento.

Esto hará que el departamento de mantenimiento dé mayor confianza y credibilidad ante los inversionistas y gerentes de la empresa o corporación.

4.8. Protocolos para maniobras

Indicará los pasos a seguir antes de empezar a realizar un mantenimiento.

4.8.1. Protocolo de desenergización

Cuando una subestación eléctrica cuenta con un transformador se dice que la subestación es de transformación, por lo tanto, tiene carga conectada a la salida en uno o varios circuitos.

En el caso de la empresa TRELEC, se tiene un centro de control, monitoreo en línea de las subestaciones desde allí se pueden manipular los interruptores y seccionadores (abrir y cerrar) remotamente.

A este centro de control se debe mandar la fecha estimada para el mantenimiento y en coordinación con el AMM dan la autorización del descargo. En la fecha del descargo, el gestor de Trelec llama al centro de control para corroborar que ya se hayan realizado las maniobras pertinentes a las afueras de la subestación.

Cuando el centro de control informa que ya realizó traslado de carga y que abrirá el interruptor de protección del transformador, es hasta allí cuando el transformador quedará fuera de servicio; en este momento se da la participación de los técnicos operativos y tienen que realizar las siguientes actividades:

- Reunión para explicar los trabajos a realizar
- Revisión de que el equipo personal esté en buen estado
- Verificar certificados de calibración de los diferentes equipos de medición
- Verificar ausencia de tensión en la línea de transmisión

- Verificar que el interruptor de potencia esté abierto
- Realizar apertura de seccionador de línea y barra
- Colocar puestas a tierra en la entrada de la línea
- Desmagnetizar el transformador
- Desconectar bushing de alta y baja tensión
- Iniciar con el mantenimiento

4.9. Protocolo de puesta en servicio

Quando se haya terminado el mantenimiento al transformador, se deben realizar las siguientes acciones:

- Realizar medición de la red de tierra de la subestación con el fin de garantizar que las corrientes producidas por sobretensiones serán drenadas a tierra.
- Revisar que la cuba esté debidamente conectada a tierra.
- Ajustar todas las conexiones de los bushing y pararrayos.
- Colocar la posición de tomas del conmutador conforme a la tensión de línea.
- Verificar que todas las conexiones en el tablero de control estén debidamente conectadas (pruebas de alarmas y disparos).
- Realizar una inspección para evitar que se haya dejado una herramienta y provoque un cortocircuito.
- Retirar tierras en la línea de transmisión.

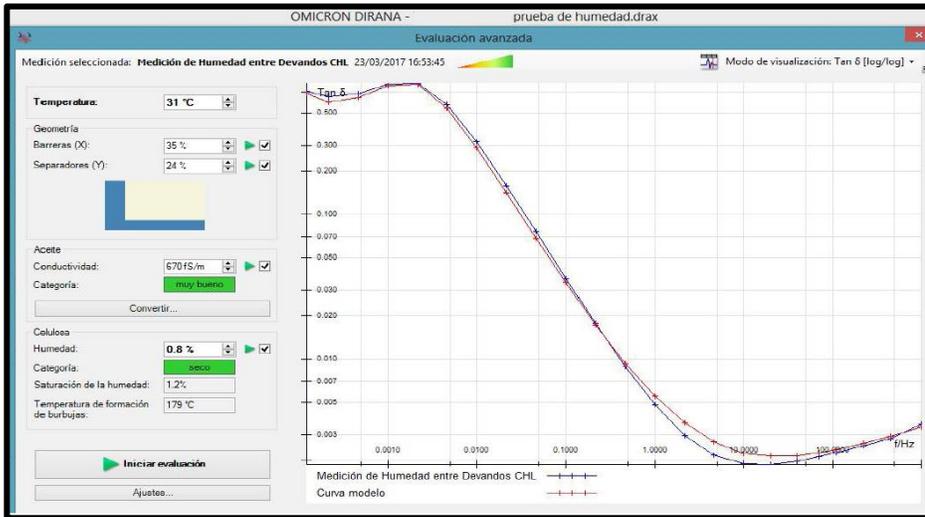
- Cerrar seccionadores de línea y barra.
- Verificar que no haya ninguna persona en peligro.
- Informar al centro de control que aplique tensión (cerrar interruptor) y que no se conecte la carga.
- Mantener bajo observación el transformador durante una hora y asegurar que está en condiciones normales.
- Indicar al centro de control que ya puede regresar la carga al transformador.

Luego de realizar las maniobras para que la subestación regrese a sus condiciones normales se informa al centro de control para que nuevamente tenga la supervisión en línea.

4.10. Resultados obtenidos en campo al realizar pruebas eléctricas

Se practicó la prueba DIRANA; es la prueba más rápida para determinar la humedad de los transformadores de potencia y evaluar su estado en el contexto operacional.

Figura 22. Curva medición de humedad



Fuente: elaboración propia.

La grafica indica los resultados del aceite dieléctrico y el aislamiento sólido.

Tabla XXIII. Resultados de humedad

Modo:	UST	Frecuencia de cambio:	100 mHz
Tensión de FDS:	100 V	Tensión de PDC:	200 V
Comentario:	Condiciones ambientales: Despejado Temperatura del aire: 31 °C Humedad del aire: 48% Posición del cambiador de tomas: 3		
Humedad calculada:	0.8 %	Categoría de humedad:	seco
Saturación de la humedad:	1.2 %	Temperatura de formación	179 °C / 354 °F
Temperatura del aceite:	31 °C / 88 °F		
Conductividad del aceite:	670 fS/m	Categoría de aceite:	muy bueno
Capacitancia en 50 Hz:	4.2722 nF	Tan δ en 50 Hz:	0.002040
Capacitancia en 60 Hz:	4.2712 nF	Tan δ en 60 Hz:	0.002086
Barreras:	35 %	Separadores:	24 %
Índice de polarización:	4.509	DAR:	

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIV. **Categorías de humedad según norma**

Categorías de humedad: Norma IEC 60422	
seco:	<2.2 %
moderadamente húmedo:	≥2.2 % y <3.7 %
húmedo:	≥3.7 % y <4.8 %
extremadamente húmedo:	≥4.8 %

Fuente: elaboración propia.

El contenido de humedad en el aislamiento es un factor fundamental para garantizar la fiabilidad y longevidad del transformador, por lo tanto, los resultados obtenidos en campo son los siguientes.

Los resultados no ofrecen un porcentaje de humedad calculado por medio del equipo OMICRON DIRANA y fue de 0,8 %; es decir, el transformador se encuentra en la categoría de 'seco'; por lo tanto, no presenta ninguna anomalía y trabajará adecuadamente.

4.10.1. Rigidez dieléctrica

Tabla XXV. **Nivel de voltaje**

53,5	kV
------	----

Fuente: elaboración propia.

Prueba realizada obteniendo una muestra de aceite dieléctrico. Dicha prueba se llevó a cabo con equipo Hipotronics, The Measure of a Leader.

4.10.2. Pruebas de factor de potencia de aislamiento y capacitancia de devanados

Se realizaron pruebas de factor de potencia de aislamiento para los devanados de alta y baja tensión y para el aislamiento entre devanados; dichas pruebas se realizaron como parte del mantenimiento predictivo.

Los resultados que se tendrán en las siguientes graficas son resultado de equipo OMICRON.

Tabla XXVI. Resultados en campo, 1

Nameplate - Two-winding Transformer

Company	PUERTO TCQ	Serial Number	402236
Location	SUBESTACION TRELEC	Special ID	TRAFO 402236
Division	DEPTO. ELECTRICO	Circuit Designation	TRAFO 402236
Manufacturer	SIEMENS	Configuration	D-Y
Year Mfg.	2015	Tank Type	OPEN-CONSER
Mfr. Location	COLOMBIA	Coolant	OIL
Phases	3	Class	ONAN/ONAF
Oil Volume	5755 kg	BIL	350 kV
Weight	20037 kg	Winding Config.	Delta-Wye
kV	69, 13.8	VA Rating	5, 7 MVA
Note			

Test Date	19/01/2016	Test Time	11:04:56 AM	Weather	SUNNY
Air Temperature	36 °C	Tank Temp.	46 °C	RH.	48%
Tested by	JC, WC.	Work Order #		Last Test Date	
Checked by	MDLG.	Test Set Type	M4K	Retest Date	
Checked Date	19/09/2016	Set Top S/N		Reason	INITIAL NEW

Overall Tests

Meas.	Test kV	mA	Watts	%PF corr	Corr Fctr	Cap(pF)
CH + CHL	10.003	26.462	0.652		0.56	7019.3
CH	10.004	10.037	0.317	0.18	0.56	2662.3
CHL(UST)	10.004	16.423	0.334	0.11	0.56	4356.3
CHL		16.425	0.335	0.11	0.56	4357.0
CL + CHL	8.004	41.151	1.076		0.56	10915.6
CL	8.003	24.709	0.763	0.17	0.56	6554.1
CHL(UST)	8.003	16.425	0.333	0.11	0.56	4356.7
CHL		16.442	0.313	0.11	0.56	4361.5
CH'		10.037	0.317	0.18	0.56	2662.3
CL'		24.709	0.763	0.17	0.56	6554.1

Fuente: elaboración propia.

4.10.3. Pruebas de factor de potencia y capacitancia de bushings

Se realizaron pruebas de factor de potencia a los bushings del lado de alta tensión para evaluar el aislamiento principal C1 de cada bushing y determinar, también, el estado del aislamiento del tap de prueba C2 de los mismos.

Tabla XXVII. Resultados en campo, 2

Nameplate - Two-winding Transformer

Company	PUERTO TCO	Serial Number	402236
Location	SUBESTACION TREC	Special ID	TRAFO 402236
Division	DEPTO. ELECTRICO	Circuit Designation	TRAFO 402236
Manufacturer	SIEMENS	Configuration	D-Y
Year Mfg.	2015	Tank Type	OPEN-CONSER
Mfr. Location	COLOMBIA	Coolant	OIL
Phases	3	Class	ONAN/ONAF
Oil Volume	5755 kg	BIL	350 kV
Weight	20037 kg	Winding Config.	Delta-Wye
kV	69, 13.8	VA Rating	5, 7 MVA
Note			

Test Date	19/01/2016	Test Time	11:04:56 AM	Weather	SUNNY
Air Temperature	36 °C	Tank Temp.	46 °C	RH.	48%
Tested by	JC, WC.	Work Order #		Last Test Date	
Checked by	MDLG.	Test Set Type	M4K	Retest Date	
Checked Date	19/09/2016	Set Top S/N		Reason	INITIAL NEW

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXVIII. Resultados en campo, 3

Bushing C1

ID	Serial	NP %PF	NP Cap	Test kV	mA	Watts	%PF corr	Corr Fctr	Cap(pF)
H1	EA20150284.2.1			10.005	1.536	0.054	0.35	1	407.44
H2	EA20150284.3.1			10.005	1.518	0.054	0.36	1	402.58
H3	EA20150284.6.1			10.004	1.511	0.055	0.36	1	400.88
X0	EA20150284.5.2			8.004	1.132	0.039	0.34	1	300.16
X1	EA20150284.7.2			8.004	1.108	0.039	0.35	1	293.89
X2	EA20150284.2.2			8.004	1.110	0.039	0.35	1	294.45
X3	EA20150284.3.2			8.004	1.157	0.041	0.35	1	306.90

Bushing C2

ID	Serial	NP %PF	NP Cap	Test kV	mA	Watts	%PF corr	Corr Fctr	Cap(pF)
H1	EA20150284.2.1			0.499	1.100	0.686	6.24	1	291.22
H2	EA20150284.3.1			0.499	1.091	0.616	5.65	1	289.01
H3	EA20150284.6.1			0.499	1.085	0.579	5.34	1	287.48
X0	EA20150284.5.2			0.499	0.898	0.293	3.26	1	238.21
X1	EA20150284.7.2			0.499	0.932	0.407	4.37	1	247.12
X2	EA20150284.2.2			0.499	0.869	0.274	3.15	1	230.31
X3	EA20150284.3.2			0.499	0.841	0.294	3.50	1	222.94

Fuente: elaboración propia.

4.10.4. Pruebas de collar caliente a bushings

Se realizaron pruebas de collar caliente en bushings del lado de baja tensión.

Esta prueba es con el objetivo de detectar cómo está físicamente el collar de los bushings ya que son parte fundamental de la conductividad eléctrica.

Tabla XXIX. Resultados en campo, 4

Nameplate - Two-winding Transformer

Company	PUERTO TCQ	Serial Number	402236
Location	SUBESTACION TRELEC	Special ID	TRAFO 402236
Division	DEPTO. ELECTRICO	Circuit Designation	TRAFO 402236
Manufacturer	SIEMENS	Configuration	D-Y
Year Mfg.	2015	Tank Type	OPEN-CONSER
Mfr. Location	COLOMBIA	Coolant	OIL
Phases	3	Class	ONAN/ONAF
Oil Volume	5755 kg	BIL	350 kV
Weight	20037 kg	Winding Config.	Delta-Wye
kV	69, 13.8	VA Rating	5, 7 MVA
Note			

Nameplate - Two-winding Transformer

Company	PUERTO TCQ	Serial Number	402236
Location	SUBESTACION TRELEC	Special ID	TRAFO 402236
Division	DEPTO. ELECTRICO	Circuit Designation	TRAFO 402236
Manufacturer	SIEMENS	Configuration	D-Y
Year Mfg.	2015	Tank Type	OPEN-CONSER
Mfr. Location	COLOMBIA	Coolant	OIL
Phases	3	Class	ONAN/ONAF
Oil Volume	5755 kg	BIL	350 kV
Weight	20037 kg	Winding Config.	Delta-Wye
kV	69, 13.8	VA Rating	5, 7 MVA
Note			

Test Date	19/01/2016	Test Time	11:04:56 AM	Weather	SUNNY
Air Temperature	36 °C	Tank Temp.	46 °C	RH.	48%
Tested by	JC. WC.	Work Order #		Last Test Date	
Checked by	MDLG.	Test Set Type	M4K	Retest Date	
Checked Date	19/09/2016	Set Top S/N		Reason	INITIAL NEW

Hot Collar Tests

Term ID	ID	Test Mode	Skirt #	Test kV	mA	Watts
EA20150284.2.1	H1	GROUND	2	10.004	0.078	0.007
EA20150284.2.1	H1	GROUND	12	10.005	0.089	0.010
EA20150284.3.1	H2	GROUND	2	10.004	0.080	0.006
EA20150284.3.1	H2	GROUND	12	10.003	0.086	0.008
EA20150284.6.1	H3	GROUND	2	10.003	0.080	0.005
EA20150284.6.1	H3	GROUND	12	10.005	0.085	0.008
EA20150284.5.2	X0	GROUND	2	8.004	0.081	0.005
EA20150284.5.2	X0	GROUND	6	8.003	0.093	0.005
EA20150284.7.2	X1	GROUND	2	8.004	0.079	0.004
EA20150284.7.2	X1	GROUND	6	8.006	0.093	0.004
EA20150284.2.2	X2	GROUND	2	8.005	0.081	0.004
EA20150284.2.2	X2	GROUND	6	8.004	0.092	0.005
EA20150284.3.2	X3	GROUND	2	8.004	0.078	0.004
EA20150284.3.2	X3	GROUND	6	8.005	0.093	0.006

Fuente: elaboración propia.

4.10.5. Pruebas de corriente de excitación

Se realizaron pruebas de corriente de excitación en las tres fases del lado de alta tensión, en todas las posiciones del cambiador de taps.

Tabla XXX. Resultados en campo, 5

Nameplate - Two-winding Transformer

Company	PUERTO TCQ	Serial Number	402236
Location	SUBESTACION TRELEC	Special ID	TRAFO 402236
Division	DEPTO. ELECTRICO	Circuit Designation	TRAFO 402236
Manufacturer	SIEMENS	Configuration	D-Y
Year Mfg.	2015	Tank Type	OPEN-CONSER
Mfr. Location	COLOMBIA	Coolant	OIL
Phases	3	Class	ONAN/ONAF
Oil Volume	5755 kg	BIL	350 kV
Weight	20037 kg	Winding Config.	Delta-Wye
kV	69, 13.8	VA Rating	5, 7 MVA
Note			

Test Date	19/01/2016	Test Time	11:04:56 AM	Weather	SUNNY
Air Temperature	36 °C	Tank Temp.	46 °C	RH.	48%
Tested by	JC, WC.	Work Order #		Last Test Date	
Checked by	MDLG.	Test Set Type	M4K	Retest Date	
Checked Date	19/09/2016	Set Top S/N		Reason	INITIAL NEW

Exciting Current Tests

DETC	LTC	Test kV	H1-H3			H2-H1			H3-H2		
			mA	Watts	X	mA	Watts	X	mA	Watts	X
1	NA	10.003	9.319	54.264	L	4.011	21.123	L	9.432	54.181	L
2	NA	10.005	9.694	56.587	L	4.153	22.154	L	9.784	56.504	L
3	NA	10.003	10.105	59.438	L	4.315	23.219	L	10.211	59.432	L
4	NA	10.006	10.518	62.126	L	4.505	24.211	L	10.616	62.058	L
5	NA	10.004	10.888	64.872	L	4.669	25.588	L	10.963	64.728	L

Fuente: elaboración propia.

4.10.6. Pruebas de relación de transformación TTR

Se realizaron mediciones de relación de transformación en todas las posiciones del cambiador de derivaciones, taps.

Tabla XXXI. Resultados de campo, 6

Nameplate - Two-winding Transformer

Company	PUERTO TCQ	Serial Number	402236
Location	SUBESTACION TRELEC	Special ID	TRAFO 402236
Division	DEPTO. ELECTRICO	Circuit Designation	TRAFO 402236
Manufacturer	SIEMENS	Configuration	D-Y
Year Mfg.	2015	Tank Type	OPEN-CONSER
Mfr. Location	COLOMBIA	Coolant	OIL
Phases	3	Class	ONAN/ONAF
Oil Volume	5755 kg	BIL	350 kV
Weight	20037 kg	Winding Config.	Delta-Wye
kV	69, 13.8	VA Rating	5, 7 MVA
Note			

Test Date	19/01/2016	Test Time	11:04:56 AM	Weather	SUNNY
Air Temperature	36 °C	Tank Temp.	46 °C	RH.	48%
Tested by	JC, WC.	Work Order #		Last Test Date	
Checked by	MDLG.	Test Set Type	M4K	Retest Date	
Checked Date	19/09/2016	Set Top S/N		Reason	INITIAL NEW

Doble Ratio (H-L) Tests

	True Cap.	HV Winding	LV Winding						
	9792.4	L-L	L-N						
Connections	H1 - H3	H2 - H1	H3 - H2						
	X1 - X0	X2 - X0	X3 - X0						
Detc	Np Volt	Ltc	Np Volt	Cal	Ratio1	Ratio2	Ratio3	Min Lim	Max Lim
1	72450	NA	7967	9.094	9.1117	9.1112	9.1113	9.048	9.139
2	70725	NA	7967	8.877	8.8996	8.8992	8.8994	8.833	8.922
3	69000	NA	7967	8.661	8.6889	8.6887	8.6888	8.617	8.704
4	67275	NA	7967	8.444	8.4751	8.4746	8.4748	8.402	8.486
5	65550	NA	7967	8.228	8.2631	8.2627	8.2629	8.187	8.269

Fuente: elaboración propia.

4.10.7. Pruebas de resistencia de aislamiento de devanados

Pruebas realizadas con un voltaje de prueba de 5 000 VDC.

- Temperatura: 34 °C
- Humedad relativa: 46 %

Tabla XXXII. Resultados en campo, 7

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE DEVANADOS				
CONEXIÓN	RESISTENCIA	P.I.	CAPACITANCIA	D.A.R.
ALTA vrs TIERRA	30.75 GΩ	2.105	14,110 pF	1.284
ALTA vrs BAJA	46.82 GΩ	2.390	13,320 pF	1.186
BAJA vrs TIERRA	46.23 GΩ	2.869	18,220 pF	1.374

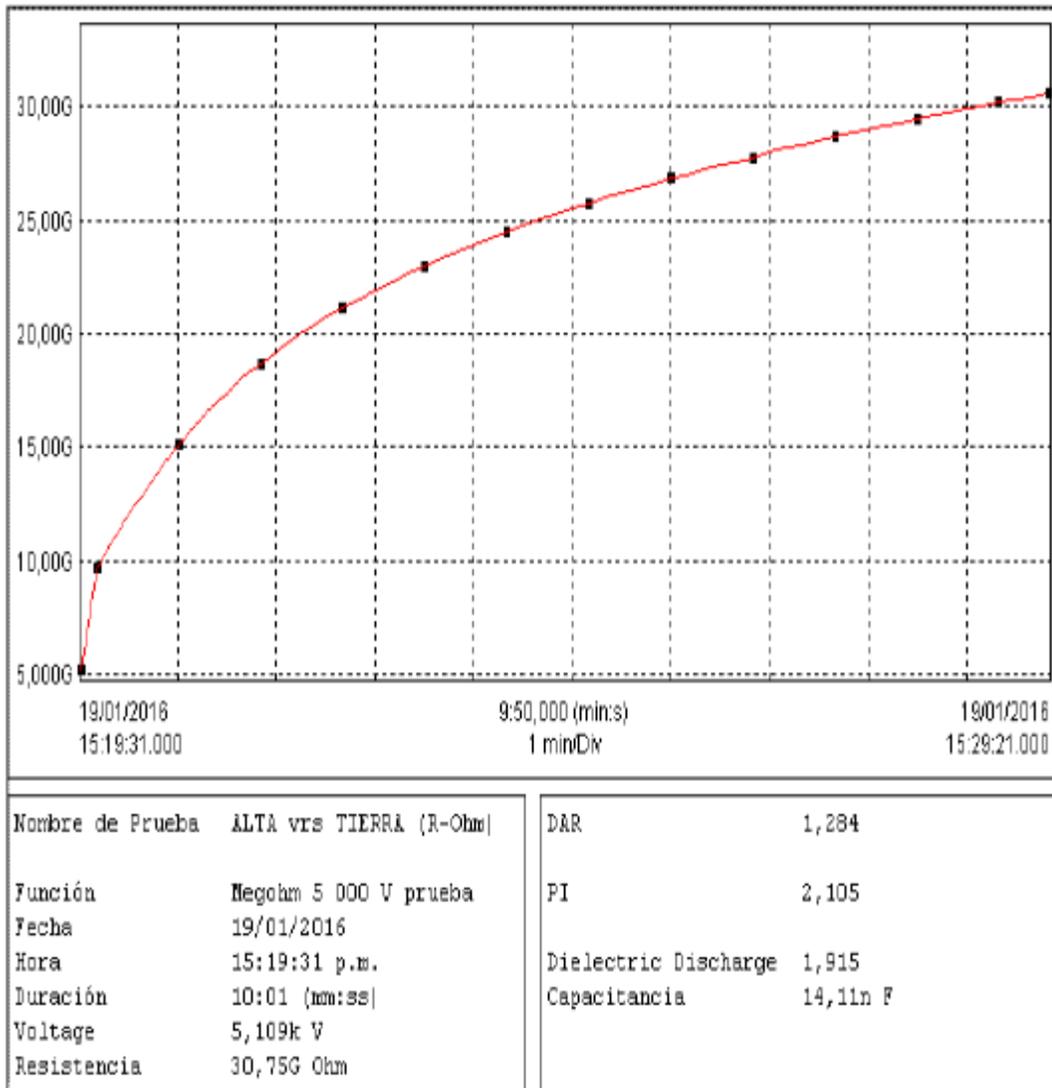
Fuente: elaboración propia.

Las gráficas que a continuación se presentarán muestran el comportamiento del aislamiento de los devanados.

Un buen resultado es cuando la resistencia tiene un valor elevado, en este caso es de giga ohmios GΩ.

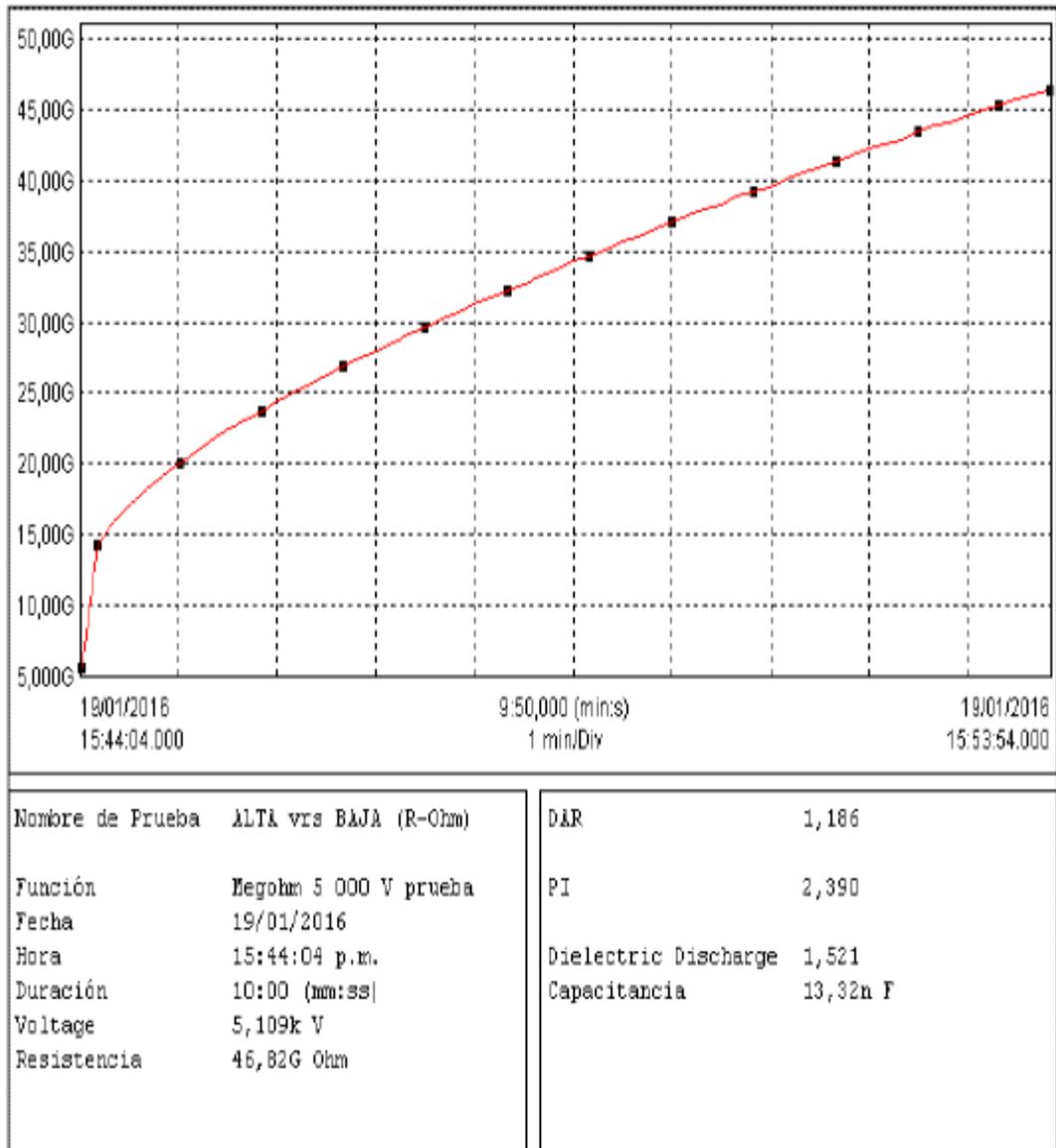
Un buen resultado es cuando la capacitancia tiene un valor bajo, en este caso es de pico faradios pF.

Figura 23. Alta vs tierra



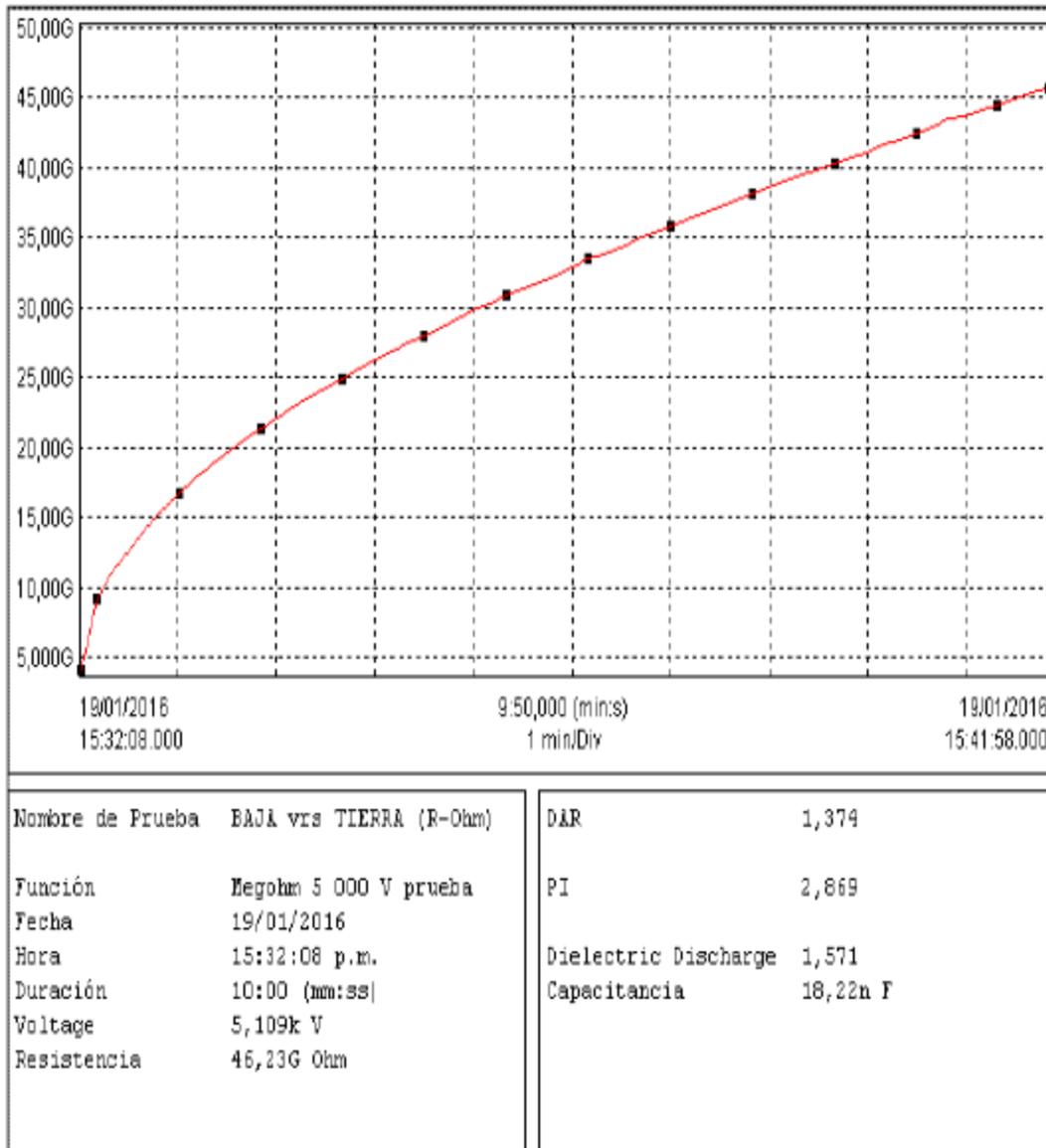
Fuente: elaboración propia.

Figura 24. Alta vs baja



Fuente: elaboración propia.

Figura 25. **Baja vs tierra**



Fuente: elaboración propia.

4.10.8. Resultados de prueba de resistencia óhmica de devanados de alta tensión

Se realizaron pruebas de resistencia óhmica a los devanados de alta tensión y baja tensión en todas las posiciones del cambiador de taps a un voltaje de prueba de 50 VDC.

Tabla XXXIII. Resultados en campo alta tensión

RESISTENCIA OHMICA(mΩ)			
TAP	H1-H2	H2-H3	H3-H1
1	2622	2622	2622
2	2561	2560	2560
3	2500	2501	2500
4	2440	2440	2440
5	2380	2379	2380

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXIV. Resultados en campo baja tensión

RESISTENCIA OHMICA (mΩ)		
X1-X0	X2-X0	X3-X0
33.6	33.7	33.6

RESISTENCIA OHMICA (mΩ)		
X1-X2	X2-X3	X3-X1
65.2	65.4	65.3

Fuente: elaboración propia.

4.10.9. Diagnóstico de pruebas

Luego de obtener todos los resultados se puede determinar que el transformador se encuentra en buenas condiciones para seguir operando y entregando la potencia correspondiente.

Estas pruebas son parte del mantenimiento predictivo para estar con plena tranquilidad que el transformador no ha sufrido daños en su parte activa y pasiva.

Substancialmente, la pruebas predictivas son menos costosas que una avería que provoque la salida de servicio del transformador; esto ocasionaría interrupción en las operaciones del servicio eléctrico.

Tabla XXXV. Diagnóstico de pruebas

No.	Descripción de la prueba	Resultados obtenidos
1	Inspección visual	No se observa ninguna anomalía.
2	Factor de potencia de aislamiento de devanados	Satisfactorio
3	Factor de Potencia y Capacitancia de los bushings. (C1 y C2).	Satisfactorio
4	Corrientes de excitación a 10 kV	Satisfactorio
5	Relación de Transformación a 10 kV	Satisfactorio
6	Resistencia Aislamiento de devanados	Satisfactorio
7	Resistencia Óhmica de devanados	Satisfactorio

Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. Al desarrollar un RCM se da un marco estratégico de trabajo completo para manejar fallas.
2. Ordena todas las fallas basándose en sus consecuencias. Divide las fallas ocultas, de las fallas evidentes y luego ordena las consecuencias de las fallas evidentes en un orden de importancia decreciente.
3. Sugiere que acción debe tomarse sino puede encontrarse una tarea proactiva adecuada.
4. Permite aprender a conocer el equipo en forma conjunta desde el punto de vista mantenimiento y operación.
5. Concientiza al personal de mantenimiento sobre los activos de la empresa.
6. Da a conocer más en detalle el equipo, permite diagnosticar un modo de falla con mayor exactitud.
7. Describe de manera general una serie de procedimientos que permiten realizar las labores de mantenimiento de transformadores en aceite los cuales ayudan a preservar su vida útil.

RECOMENDACIONES

1. Realizar un plan de capacitación para todo el personal del departamento de mantenimiento y dar seguimientos a pruebas periódicas de los transformadores; es recomendable al menos una prueba cada 8 meses.
2. La degradación del aislamiento sólido en los transformadores es la mayor amenaza para una falla; por lo tanto, hay que hacer énfasis en la prueba de resistencia de aislamiento.
3. Previo a la ejecución de las pruebas de diagnóstico se tiene que tomar en cuenta las medidas de seguridad con base en normas NFPA y recomendaciones de cada prueba, con la finalidad de evitar daños en los equipos de medición, en el transformador y prevenir futuros accidentes.
4. Antes de la energización de un transformador se recomienda un reapriete en todas las conexiones en los bujes de alta tensión, bujes de baja tensión y pararrayos; esto con la finalidad que no existan puntos calientes.

BIBLIOGRAFÍA

1. AGUILAR HERRERA, Oscar Humberto. *Mantenimiento predictivo de transformadores por análisis tendencial de resultados de pruebas dieléctricas y aceites en transformadores de potencia del departamento central del Inde*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica., Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2012. 39 p.
2. *Manual de servicio para transformador. Transformador de potencia mantenimiento*. 7a ed. Colombia: Columbia, 2009. 45 p.
3. MAYOR CARDONA, Diego Alejandro. *Manual interactivo de mantenimiento industrial para transformadores en aceite*. Trabajo de grado de Tecnólogo en Electricidad. Universidad Tecnológica de Pereira, Facultad de tecnología, 2013. 32 p.
4. MÉNDEZ VILLEDA, Walter Orlando. *Fallas en los transformadores de potencia y sistemas auxiliares de prevención, para evitar que el transformador explote*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2010. 8 p.
5. RAS OLIVA, Enrique. *Transformadores de potencia de medida y de protección*. 7a ed. Barcelona, España: Boixareu Editores, 1994. 260 p.

6. Subdirección de Generación del Centro de Capacitación de Celaya.
Operación y mantenimiento de transformadores de potencia.
México: Subdirección de Generación del Centro de Capacitación
de Celaya, 2000. 59 p.

7. STANLEY, Nowlan; HOWARD, Heap. *Reliability centered maintenance.*
United Airlines. San Francisco International Airport, 1978. 16 p.

ANEXOS

Anexo I. Detalles del transformador

Nombre técnico, plano y desglose de las diferentes partes del transformador de potencia.

Fuente: Manual de transformador de potencia SIEMENS.

