



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Estudios de Postgrado
Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento

**PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA LA RECUPERACIÓN DE LAS
PROPIEDADES FÍSICAS DEL ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADORES DE
POTENCIA DE UNA EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA UBICADA EN
VILLA NUEVA UTILIZANDO EL PROCESO DE REGENERADO CON TIERRA *FULLER*
MEDIANTE LA GUÍA IEEE C57.637-2015**

Ing. Rudy Leonidas López Díaz

Asesorado por la Mtra. Inga. Sandra Ninett Ramírez Flores

Guatemala, noviembre de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA LA RECUPERACIÓN DE LAS
PROPIEDADES FÍSICAS DEL ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADORES DE
POTENCIA DE UNA EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA UBICADA EN
VILLA NUEVA UTILIZANDO EL PROCESO DE REGENERADO CON TIERRA *FULLER*
MEDIANTE LA GUÍA IEEE C57.637-2015**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ING. RUDY LEONIDAS LÓPEZ DIAZ

ASESORADO POR LA MTRA. INGA. SANDRA NINETT RAMÍREZ FLORES

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

MAESTRO EN ARTES EN INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Armando Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRINUNAL QUE PRACTICO LA DEFENSA DE TESIS

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
DIRECTOR	Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí
COORDINADOR	Ing. Rocío Carolina Medina Galindo
EXAMINADOR	Ing. Javier Fidelino García Tetzaguic
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:

PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA LA RECUPERACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DEL ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE UNA EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA UBICADA EN VILLA NUEVA UTILIZANDO EL PROCESO DE REGENERADO CON TIERRA *FULLER* MEDIANTE LA GUÍA IEEE C57.637-2015

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Estudios de Postgrado con fecha 31 de julio de 2020.

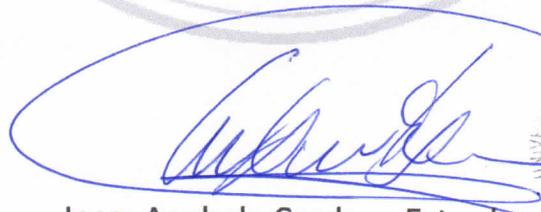
Ing. Rudy Leonidas López Díaz



DTG. 693.2021.

La Decana 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 Estudios de Postgrado, al Trabajo de Graduación titulado: **PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA LA RECUPERACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DEL ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE UNA EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA UBICADA EN VILLA NUEVA UTILIZANDO EL PROCESO DE REGENERADO CON TIERRA FULLER MEDIANTE LA GUÍA IEEE C57.637-2015**, presentado por el Ingeniero Rudy Leonidas López Díaz, estudiante de la **Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento** y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Inga. Anabela Cordova Estrada
Decana



Guatemala, noviembre de 2021.

AACE/asga



Guatemala, noviembre de 2021

LNG.EEP.OI.132.2021

En mi calidad de Director de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del asesor, verificar la aprobación del Coordinador de Maestría y la aprobación del Área de Lingüística al trabajo de graduación titulado:

“PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA LA RECUPERACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DEL ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE UNA EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA UBICADA EN VILLA NUEVA UTILIZANDO EL PROCESO DE REGENERADO CON TIERRA”

presentado por **Rudy Leonidas López Díaz** quien se identifica con carné **201990342** correspondiente al programa de **Maestría en artes en Ingeniería de mantenimiento** ; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”


Mtro. Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí
Director



**Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería**



Guatemala 26 de noviembre 2020.

M.A. Edgar Darío Álvarez Cotí
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Presente

M.A. Ingeniero Álvarez Cotí:

Por este medio informo que he revisado y aprobado el **Trabajo de Graduación** titulado: **“PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA LA RECUPERACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DEL ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE UNA EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA UBICADA EN VILLA NUEVA UTILIZANDO EL PROCESO DE REGENERADO CON TIERRA FULLER MEDIANTE LA GUÍA IEEE C57.637-2015”** del estudiante **Ing. Rudy Leonidas López Díaz** quien se identifica con número de carné **201990342** del programa de **Maestría en Ingeniería de Mantenimiento**.

Con base en la evaluación realizada hago constar que he evaluado la calidad, validez, pertinencia y coherencia de los resultados obtenidos en el trabajo presentado y según lo establecido en el *Normativo de Tesis y Trabajos de Graduación aprobado por Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería Punto Sexto inciso 6.10 del Acta 04-2014 de sesión celebrada el 04 de febrero de 2014*. Por lo cual el trabajo evaluado cuenta con mi aprobación.

Agradeciendo su atención y deseándole éxitos en sus actividades profesionales me suscribo.

Atentamente,

Mtra. Inga. Rocío Carolina Medina Galindo
Coordinadora
Maestría en Ingeniería de Mantenimiento
Escuela de Estudios de Postgrado

Guatemala, 28 octubre 2020

Ingeniero Mtro.
Edgar Álvarez Cotí
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería USAC

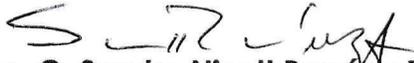
Distinguido Maestro Álvarez:

Atentamente me dirijo a usted para hacer de su conocimiento que como asesora de trabajo de graduación del estudiante Ing. Rudy Leonidas López Diaz, carné número 201990342, cuyo título es "**PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA LA RECUPERACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DEL ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE UNA EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA UBICADA EN VILLA NUEVA UTILIZANDO EL PROCESO DE REGENERADO CON TIERRA FULLER MEDIANTE LA GUÍA IEEE C57.637-2015**", para optar al grado académico de Maestro en Ingeniería de Mantenimiento, he procedido a la revisión del mismo.

En tal sentido, en calidad de asesora doy mi anuencia y aprobación para que el estudiante López Diaz, continúe con los trámites correspondientes.

Sin otro particular, me es grato suscribirme de usted.

Atentamente,


Inga. Q. Sandra Ninett Ramirez Flores
Mtra. en Ingeniería de Mantenimiento
Asesor

Sandra Ninett Ramirez Flores
INGENIERA QUÍMICA, COL. No. 437
Msc. INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO

ACTO QUE DEDICO A:

Mi madre	Deisy Hermelinda Diaz Arrué, por ser la guía de mi vida.
Mi padre	Rudy Leonidas López López, por ser un ejemplo de estudio y perseverancia.
Mi esposa	Gloría María Muñoz De León, por amarme, apoyarme y creer en mí en todo momento.
Mi hija	Abril Valentina mi princesa amada.
Mi hijo	Roma Leonidas el niño esperado.
Mis compañeros	Gustavo Perdomo, Javier Pellecer y Daniel Jiménez, por su dedicación en estos 2 años de estudio.
Mis amigos	Victor López, Uri Aldana y Marvin Pacheco, por compartir una vida de amistad durante más de 13 años.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por haberme nutrido de conocimientos.
Facultad de Ingeniería	Por permitirme ser parte del selecto grupo de profesionales egresados.
Dr. Erwin Adolfo Muñoz Solares	Por ser mi modelo de padre y por ser ejemplo de vida.
Ingeniera Sandra Ramírez	Por impartir sus conocimientos en diferentes cursos de la maestría.
Ingeniero Carlos Alegre	Por el apoyo brindado durante 2 años y la guía durante la realización de este trabajo.
Ingeniero Francisco Javier Rivera Canek	Por su colaboración y enseñanza en el mantenimiento a transformadores de potencia.
Ingeniero Donato Antonio Vargas Mazzola	Por compartir conocimientos de ingeniería que aportaron al desarrollo de este trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN	XIII
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y FORMULACIÓN DE PREGUNTAS ORIENTADORAS	XV
OBJETIVOS.....	XIX
RESUMEN DE MARCO METODOLÓGICO	XXI
INTRODUCCIÓN.....	XXIII
1. MARCO TEÓRICO	1
1.1. Mantenimiento, sistema de aislamiento.....	1
1.1.1. Tipos de mantenimiento	2
1.1.2. Mantenimiento correctivo.....	2
1.1.3. Mantenimiento preventivo.....	2
1.1.4. Mantenimiento predictivo.....	3
1.1.5. Mantenimiento cero horas	3
1.1.6. Mantenimiento en uso	4
1.2. Sistema de aislamiento.....	4
1.2.1. Aceite dieléctrico.....	4
1.2.1.1. Estructura molecular	5
1.2.1.2. Hidrocarburos isoparafínicos.....	5
1.2.1.3. Hidrocarburos nafténicos	6
1.2.1.4. Hidrocarburos aromáticos	6

	1.2.1.5.	Inhibidores sintéticos contra oxidación	6
	1.2.1.6.	Factores básicos de deterioro	7
	1.2.1.7.	Mecánica de oxidación	7
	1.2.2.	Papel <i>kraft</i>	8
	1.2.2.1.	Estructura molecular	9
	1.2.2.2.	Efecto de la temperatura	9
	1.2.2.3.	Lodos y sustancias polares	10
1.3.		Transformador de potencia	10
	1.3.1.	Mantenimiento a transformador	13
	1.3.2.	Evaluación y pruebas eléctricas	14
	1.3.3.	Mantenimiento preventivo a transformadores	15
1.4.		Transporte de energía eléctrica	15
1.5.		Normativa	16
	1.5.1.	ASTM D117	17
	1.5.1.1.	Acidez ASTM D974	17
	1.5.1.2.	Rigidez dieléctrica ASTM D877	17
	1.5.1.3.	Tensión interfacial ASTM D971	18
	1.5.1.4.	Color ASTM D1500	18
	1.5.1.5.	Contenido de humedad ASTM D1533	18
	1.5.1.6.	Densidad relativa ASTM D1298	18
	1.5.1.7.	Contenido de Inhibidor ASTM D2668	19
	1.5.1.8.	Factor de potencia ASTM D924	19
	1.5.2.	IEEE	19
	1.5.3.	Procesos de regenerado de aceite dieléctrico	21
	1.5.4.	Clasificación General de aceites envejecidos	21

1.5.5.	Tipos de procesos de reacondicionamiento y recuperación	22
1.5.6.	Método de recuperación y regeneración por absorción de solubles contaminantes tierra <i>fuller</i>	23
1.5.7.	Tierra <i>fuller</i>	23
1.5.8.	Modelo de proceso de filtrado	25
2.	DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	29
2.1.	Muestreo de aceite dieléctrico de transformadores de potencia	29
2.1.1.	Seguridad en subestaciones eléctricas	30
2.1.2.	Componentes del transformador e inspección visual.....	30
2.1.3.	Testigos o indicadores.....	33
2.1.4.	Placa de identificación y formulario de inspección de campo	35
2.1.5.	Recipientes para la toma de muestras	40
2.1.6.	Método para la toma de muestras.....	41
2.1.7.	Embalaje y envío	45
2.2.	Resultados	45
2.3.	Historial de pruebas de transformadores	49
3.	PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	53
4.	PROPUESTA DE SOLUCIÓN	67
4.1.	Plan de mantenimiento A.....	69
4.1.1.	Transformador 1	69
4.1.2.	Transformador 4	70

4.1.3.	Transformador 7	70
4.1.4.	Transformador 8	70
4.1.5.	Transformador 9	71
4.1.6.	Transformador 10	71
4.1.7.	Transformador 11	72
4.1.8.	Transformador 12	72
4.1.9.	Transformador 16	72
4.2.	Plan de mantenimiento B.....	73
4.2.1.	Regenerado a través de tierra <i>fuller</i> reactivable	73
4.2.2.	Transformadores 2 y 3	74
4.2.3.	Transformador 5 y 13	75
4.2.4.	Transformadores 6, 14 y 15	76
4.2.5.	Estimación de ahorro monetario.....	77
4.3.	Análisis externo.....	77
4.4.	Análisis interno.....	79
CONCLUSIONES.....		81
RECOMENDACIONES		83
REFERENCIAS		85
ANEXOS.....		91

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Partes de un transformador	13
2.	Adsorción de la tierra <i>fuller</i>	24
3.	Modelo de proceso de filtrado de aceite	26
4.	Transformador y sus partes marca Crompton Greaves	32
5.	Testigo de temperatura marca AKM 345	34
6.	Parte 1 del formulario de inspección de campo	36
7.	Parte 2 del formulario de inspección de campo	36
8.	Parte 3 del formulario de inspección de campo	37
9.	Parte 4 del formulario de inspección de campo	38
10.	Parte 5 del formulario de inspección de campo	39
11.	Recipientes adecuados que brinda S.D. Myers	41
12.	Toma de temperatura ambiente, humedad relativa y temperatura del aceite	43
13.	Preparación de válvula inferior de muestreo	43
14.	Gráfica historial acidez	54
15.	Aumento 750x y aceite dieléctrico nuevo	55
16.	Aumento 750x y aceite dieléctrico con acidez 0.10	55
17.	Aumento 750x y aceite dieléctrico con acidez 0.15	56
18.	Aumento 750x y aceite dieléctrico con acidez 0.30	57
19.	Gráfica historial tensión interfacial	58
20.	Gráfica historial rigidez dieléctrica	59
21.	Gráfica historial gravedad específica	60
22.	Diferencia entre color 0.5 y 3.5	61

23.	Gráfica historial de color	62
24.	Gráfica de contenido de inhibidor 2019.....	63
25.	Gráfica de contenido agua 2019.....	64
26.	Gráfica de tierra <i>fuller</i> requerida por galón de aceite	74

TABLAS

I.	Procesos de tratamiento de aceite dieléctrico.....	22
II.	Listado transformadores en estudio	44
III.	Pruebas realizadas a 16 transformadores.....	46
IV.	Resultados obtenidos de las pruebas 2020	46
V.	Límites que sugiere IEEE para aceite mineral en servicio	47
VI.	Parámetros <i>Max Life</i> del laboratorio S.D. Myers.....	48
VII.	Pruebas proporcionadas por la empresa	49
VIII.	Historial de pruebas 2019.....	50
IX.	Historial de pruebas físicas de 2018	51
X.	Historial de pruebas físicas de 2019	51
XI.	Requerimientos sugeridos para aceite regenerado de transformadores.....	68
XII.	Cuadro de pruebas de mantenimiento a transformadores llenos de aceite dieléctrico	68

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
cm	Centímetro. Unidad de longitud
Std.	Estándar
C_nH_{2n+2}	Fórmula ordinaria para un hidrocarburo isoparafínico
C_nH_{2n}	Fórmula ordinaria para un hidrocarburo nafténico
°C	Grados centígrados. Unidad de temperatura
g	Gramo. Unidad de masa
KOH	Hidróxido de potasio
KOH/g	Hidróxido de potasio por gramo
kV	Kilovolt. Unidad de tensión
kVA	Kilovoltamper. Unidad de potencia
m²	Metro cuadrado. Unidad de área
mN/m	Mili Newton sobre metro. Unidad de tensión interfacial
mg	Miligramo. Unidad de masa
%	Porcentaje
Dina	Unidad de fuerza

GLOSARIO

Acidificación	Proceso de descomposición del aceite dieléctrico, también llamado oxidación.
ASTM	American Society for Testing and Materials, Asociación Americana de Ensayo de Materiales, por sus siglas en inglés
<i>Attapulгите</i>	Mineral de aluminio y magnesio que pertenece a los filosilicatos.
Cicloparafina	Hidrocarburo saturado constituido por uno o más anillos de átomos de carbono.
Efecto Joule	Fenómeno irreversible por el cual, si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor, elevando la temperatura del mismo.
Furano	Compuesto orgánico heterocíclico aromático de cinco miembros, que incluye un átomo de oxígeno. En el aceite dieléctrico indican descomposición del aislamiento sólido.
Grado de polimerización	Parámetro del indicativo del deterioro del papel y por tanto de su cristalización.

Hidrólisis	Descomposición de sustancias orgánicas por acción de agua.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineering, Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos por sus siglas en inglés.
Isoparafínico	Nombre común de un grupo de hidrocarburos alcanos con fórmula ordinaria C_nH_{2n+2} .
Número de neutralización	La cantidad de hidróxido de potasio (KOH) que se requiere para producir una reacción con todos los compuestos ácidos, observando un cambio de color en la mezcla aceite/reactivo.
Oxixelulosa	Producto que resulta de las primeras etapas de la oxidación de la celulosa.
Papel <i>kraft</i>	Aislamiento del conductor del transformador, fabricado con pasta química de madera.
Pirólisis	Descomposición química de materia orgánica y todo tipo de materiales, excepto metales y vidrio, causada por el calentamiento a altas temperaturas.
Serviciabilidad	Condición necesaria de un transformador de potencia para proveer al sistema un manejo confiable en todo momento.

Sílica gel	Sustancia higroscópica de gran poder de absorción de humedad.
Rigidez dieléctrica	Aislamiento del conductor del transformador, fabricado con pasta química de madera.
Tensión interfacial	Medida de la fuerza de atracción molecular entre el aceite dieléctrico y el agua.
Tierra <i>fuller</i>	Bentonitas cálcicas de gran poder de absorción y poca plasticidad.
Tierra <i>fuller</i> reactivable	Bentonitas cálcicas que puede ser reutilizadas luego de saturarse hasta 300 veces, por medio de un calentamiento cercano a 800°C.
Titulador coulométrico	Equipo de laboratorio que determina de forma precisa el contenido en agua en el aceite en el rango de ppm.

RESUMEN

En el departamento de mantenimiento preventivo, perteneciente a una empresa de transporte de energía eléctrica ubicada en Villa Nueva se tiene un parque de 16 transformadores de potencia, que trabajan con tensión principal de 230 kV. Esta empresa forma parte de la red troncal y está conectada a la Central del Sistema Nacional Interconectado y cubre la ciudad capital y municipios del Sur.

Se ha llevado un registro desde 2018 a través del laboratorio especializado S.D. Myers ubicado en Canadá, de las propiedades fisicoquímicas del aceite dieléctrico de 16 transformadores de potencia. Se conoce que la mayoría de transformadores (10 de ellos y corresponde a un 62.50 %) son antiguos y que estos poseen un aceite ciertamente envejecido (con más de 51 años). Con esa condición, entre marzo y agosto de 2020, se procedió a realizar el muestreo de aceite dieléctrico de 16 transformadores para que el laboratorio S.D. Myers procediera a realizar las pruebas físicas requeridas. Se procedió a realizar 6 pruebas físicas al aceite dieléctrico, acidez o número de neutralización, tensión interfacial, rigidez dieléctrica, color, densidad relativa o gravedad específica y examinación visual.

Se analizaron las pruebas físicas ejecutadas y el historial de las mismas, las cuales fueron proporcionadas por la empresa de transporte de energía eléctrica. Fue necesario dividir el plan de mantenimiento en 2 grupos, A y B. Para los transformadores del grupo A (9 unidades) los parámetros de las pruebas físicas se encontraban en el rango de aceptable, mientras que para el Plan de Mantenimiento B (7 unidades), los valores de acidez y color estaban fuera del

rango de aceptable. Para las 16 unidades se identificaron las propiedades físicas más importante para la recuperación del aceite dieléctrico y se determinó la frecuencia de monitoreo de estas propiedades. Por último, se establecieron las ventajas del proceso de mantenimiento preventivo para recuperar las propiedades físicas del aceite dieléctrico, mediante tierra *fuller* reactivable.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y FORMULACIÓN DE PREGUNTAS ORIENTADORAS

La inexistencia de un procedimiento adecuado para la regeneración del aceite dieléctrico, genera un daño irreversible en la vida del transformador de potencia.

Se basa principalmente en que las empresas no cuentan con un procedimiento para realizar un mantenimiento a sus transformadores. Esto representa un peligro ya que un transformador puede llegar a fallar si el mantenimiento no es el adecuado. Las causas que generan este problema, son la falta de interés y desconocimiento de las empresas por realizar el mantenimiento, la tercerización de servicios. Esto trae como consecuencia que el aislamiento sólido falle en el transformador y por consiguiente salga de servicio.

El procedimiento de regenerado de aceite dieléctrico con tierra *fuller* reactivable se plantea para 16 transformadores de potencia ubicados en una subestación en Villa Nueva para la época de verano y una duración de doce meses, comprendidos entre noviembre 2019 a noviembre 2020. Al realizar esta investigación se contará con un plan de mantenimiento preventivo que permitirá realizar un regenerado de forma correcta, a los transformadores que requieran dicho proceso. De lo contrario el hecho de no contar con un procedimiento dañará irreversiblemente el transformador, encaminando una falla inminente.

Para poder recuperar las propiedades físicas del aceite dieléctrico a valores aceptables, es necesario dar respuesta a las siguientes preguntas de investigación.

- Pregunta central de investigación

¿Cuáles son los requerimientos para proponer un plan de mantenimiento preventivo para recuperar las propiedades físicas del aceite dieléctrico en transformadores de potencia de una empresa de transporte de energía eléctrica?

- Preguntas orientadoras

- ¿Cuáles son las propiedades físicas más importantes que definen un aceite dieléctrico fuera de los niveles de aceptación según la guía IEEE C57.637-2015?
- ¿Cuál es la frecuencia de monitoreo de las propiedades físicas y los parámetros de evaluación de aceptable e inaceptable del aceite dieléctrico?
- ¿Cuáles son las ventajas del proceso de recuperación del aceite dieléctrico, mediante tierra *fuller* reactivable?

La empresa de transporte de energía eléctrica otorga la autorización para realizar la investigación, ofrece apoyo proveyendo el acceso a los transformadores y el historial de pruebas. El investigador costeará los insumos necesarios y los gastos en las pruebas eléctricas al aceite dieléctrico de las 16 unidades. El financiamiento será mixto, debido a que será realizado con apoyo de la empresa y el investigador.

Entre las causas que generan el problema, está la falta de un plan de mantenimiento preventivo para la recuperación de las propiedades físicas del aceite dieléctrico, esto genera un daño en el aislamiento sólido y peor aún un

daño irreversible en el aislamiento sólido (papel) del transformador de potencia, tomando en cuenta que la vida del papel *kraft* es la vida del transformador.

Entre las consecuencias de no realizar el presente trabajo de investigación está dañar transformadores de potencia, con un costo unitario aproximado de Q.7,000,000.00; esto genera un inminente corte de energía en el transporte de energía en la ciudad de Guatemala y con una probabilidad alta de dañar equipos adicionales en la subestación y pérdidas de vidas humanas si hubiese personal trabajando.

Con la aplicación del regenerado con tierra *fuller*, se logrará un ahorro en cambio de aceite dieléctrico aproximado de 5,100 galones, tomando en cuenta que un tonel (55 galones) de aceite dieléctrico tiene un costo aproximado de Q.5,000.00, la empresa estaría ahorrando Q.463,636.00 en aceite más el costo aproximado del servicio que ronda los Q.150,000.00, para un total de Q.613,636.36 por cada transformador.

Si la investigación no se realiza, no podrá conocerse con certeza cuando es el tiempo adecuado para realizar el regenerado de aceite, con lo cual repercute negativamente en los costos de mantenimiento de la empresa estudiada.

OBJETIVOS

General

Proponer un plan de mantenimiento preventivo, para la recuperación de las propiedades físicas del aceite dieléctrico en transformadores de potencia de una empresa de transporte de energía eléctrica, ubicado en Villa Nueva, utilizando el proceso de regenerado con tierra *fuller*, mediante la guía IEEE C57.637-2015.

Específicos

- Identificar las propiedades físicas más importantes para la recuperación del aceite dieléctrico.
- Determinar la frecuencia de monitoreo de las propiedades físicas y los parámetros de evaluación de aceptable/inaceptable del aceite dieléctrico.
- Establecer las ventajas del proceso del mantenimiento preventivo, para recuperar las propiedades físicas del aceite dieléctrico, mediante tierra *fuller* reactivable.

RESUMEN DE MARCO METODOLÓGICO

La investigación utiliza el tipo de estudio descriptivo y tiene un enfoque mixto, en el campo cualitativo la investigación utilizará la revisión documental cuando se investiga el estado del arte y el marco teórico que se relaciona. En el campo cuantitativo se realiza un muestreo de aceite dieléctrico de la población total de 16 transformadores, se utiliza las propiedades fisicoquímicas que funcionan como variables que se comparan con los estándares.

La propuesta de investigación es no experimental debido a que las pruebas realizadas en el laboratorio, durante el diagnóstico de los transformadores de potencia no sufrirán modificación alguna. Se ha seleccionado un tipo de estudio descriptivo, el cual pretende proponer un plan de mantenimiento preventivo para recuperar las propiedades físicas de transformadores de potencia, utilizando para ello el proceso de tierra *fuller* reactivable.

El alcance metodológico es descriptivo porque se realizó una propuesta de un plan de mantenimiento preventivo para transformadores, para poder alargar la vida útil de dichos equipos, con lo cual conlleva a mejorar la eficiencia de los equipos, ya que estarán trabajando a menor temperatura de operación, se beneficiará la empresa por tener un ahorro en compra de aceite y se aporta al medio ambiente dejando de consumir hidrocarburos.

A continuación, se hace una descripción detallada de las actividades por cada una de las fases, descritas en el trabajo de investigación.

En la fase 1 se revisó toda la documentación seleccionada de libros, artículos científicos, tesis, normativas del IEEE y S.D. Myers y toda información que estuvo relacionada con el tema de investigación. En la fase 2, desarrollo de la investigación, se realizó el muestreo de aceite dieléctrico, de la población total de transformadores que están en la empresa de transporte de energía eléctrica, luego de eso se envió al laboratorio S.D. Myers para el análisis de cada una de las propiedades físicas del aceite dieléctrico, involucradas en el proceso de oxidación del aceite dieléctrico y se registró el historial de las pruebas suministradas por la empresa de transporte de energía eléctrica.

En la fase 3 se hace referencia a la presentación y discusión de resultados, que conlleva al análisis comparativo de los resultados de las pruebas al aceite dieléctrico con la normativa IEEE y *Max Life* de S.D. Myers y de la misma forma analizando el historial de pruebas proporcionado por la empresa. Para finalizar la fase 4 la propuesta de solución, se presenta el plan de mantenimiento preventivo que se sugiere realizar al parque de transformadores en estudio.

El resultado es proponer un plan de mantenimiento preventivo para realizar un regenerado con tierra *fuller* reactivable. De esta forma, cualquier ingeniero de mantenimiento puede determinar las propiedades físicas más importantes de su parque de transformadores según sea el caso. También se espera determinar la frecuencia de monitoreo de las propiedades físicas y los parámetros de evaluación, con el fin de conocer el tiempo pertinente entre muestreos de aceite. De la misma forma se establecen las ventajas que tiene la utilización de un regenerado con tierra *fuller* reactivable.

Finalmente se realiza la propuesta de un plan de mantenimiento preventivo para la totalidad de 16 transformadores de potencia, por tal razón se utiliza la población total de transformadores de potencia de la empresa en cuestión.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación es una sistematización para el procedimiento de recuperación de aceite dieléctrico en transformadores de potencia.

La generación de energía eléctrica consiste en transformar la energía térmica, solar, eólica o cinética entre otras, a través de la corriente alterna, la energía eléctrica es trasladada mediante sistemas de transporte y distribución al usuario final. Para poder realizar este transporte de energía, es necesario elevar la tensión en los transformadores de las centrales de generación, con lo cual la corriente disminuye en las líneas de transmisión y eso hace que no exista pérdidas por efecto Joule. Los equipos utilizados para este fin se denominan transformadores de potencia; por lo tanto, resulta importante el monitoreo de la calidad del aceite de estos transformadores y así cumplir la demanda de energía.

El transformador de potencia es uno de los activos más importantes y costosos en la red de transmisión y distribución, ya que son los responsables de mantener estable el suministro de energía eléctrica, ya sea en el hogar o industria. El transformador se compone principalmente de hierro en el núcleo, cobre en los bobinados y el material aislante sólido (papel) y líquido (aceite dieléctrico).

La inexistencia de un procedimiento adecuado para la regeneración del aceite dieléctrico genera degradación de ambos aislamientos, para el papel dicho proceso químico es irreversible, mientras que la degradación física del aceite es un proceso perfectamente reversible, así mismo el transformador de potencia

utiliza grandes cantidades de aceite dieléctrico, por lo que realizar un cambio total tiene un costo elevado y muchas veces no es recomendado, ya que el aislamiento sólido tiene impregnado muchos compuestos polares y por lo tanto dicho cambio no conlleva a la eliminación de estos compuestos.

El aporte del presente trabajo de investigación consiste en realizar un plan de mantenimiento preventivo para la recuperación de las propiedades físicas del aceite dieléctrico de transformadores de potencia, utilizando un proceso de regenerado con tierra *fuller reactivable*, con lo cual se alarga la vida del transformador y se protege al componente más importante en un transformador, el aislamiento sólido, el papel.

En el primer capítulo se desarrolla el marco teórico, detallando los componentes de los transformadores y las normas internacionales a utilizar, para la recuperación de las propiedades físicas del aceite dieléctrico, así mismo enumera las propiedades físicas y los parámetros aceptables según normas IEEE. En el segundo capítulo se presentan los resultados a obtener por medio del trabajo de investigación, se realiza la toma de 16 muestras de aceite dieléctrico en campo para llevar a cabo las pruebas eléctricas, y evaluar el aislamiento sólido y líquido de cada uno de los transformadores.

En el tercer capítulo se discuten los resultados que se obtienen de las pruebas realizadas por el laboratorio y se determina el tipo de mantenimiento a realizar según las propiedades reportadas para cada uno de los transformadores evaluados. En el cuarto capítulo se hace referencia al Plan de Mantenimiento, recomendado a ejecutar para cada uno de los transformadores, dando énfasis en los requeridos para recuperar las propiedades físicas del aceite dieléctrico por medio de un proceso de regenerado con tierra *fuller reactivable*.

1. MARCO TEÓRICO

A continuación, se expondrán los siguientes temas asociados al trabajo de investigación: mantenimiento, sistema de aislamiento (aceite dieléctrico y papel *kraft*), transformador de potencia, transporte de energía eléctrica, normativa (IEEE y ASTM).

1.1. Mantenimiento, sistema de aislamiento

Según García (2003), define la palabra mantenimiento como una serie de métodos destinados a la conservación y cuidado de equipos o instalaciones o sistemas en operación, durante la extensión de su vida útil y con una ganancia máxima. Siendo una de las principales actividades dentro del área industrial, el mantenimiento contempla todas aquellas actividades de limpieza, revisión, inspección, prueba, estudio, actualización o rehabilitación de un sistema. Con regularidad se presenta dentro de la industria como actividades de gasto y es tema de estudio en todos los análisis financieros de una empresa.

El mantenimiento se puede caracterizar de diversas formas teniendo en consideración su aplicación, rigurosidad, prioridad, periodicidad, invasión y tecnología. Pudiendo existir sistemas que no requieren un mantenimiento en su vida de servicio y por el contrario sistemas críticos que no se pueden concebir sin un proceso de mantenimiento riguroso.

1.1.1. Tipos de mantenimiento

Teniendo en consideración los equipos, áreas, sistemas a ser conservados y la correcta individualización de sus componentes, la siguiente fase es definir entre los tipos de mantenimientos existentes, distando entre sí por el carácter de sus procedimientos y las etapas en los cuales se elaboran con relación a la vida útil del equipo o componente. Los mantenimientos se dividen en:

- Mantenimiento correctivo
- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento predictivo
- Mantenimiento cero horas
- Mantenimiento en uso

1.1.2. Mantenimiento correctivo

Según García (2003), es el compendio de actividades orientadas a corregir o solventar las fallas que se van exteriorizando en los equipos, durante los periodos de operación del sistema. Comúnmente el proceso de conocimiento, identificación, alarma y parada del sistema se ve influenciado por los subsistemas de protecciones, este último se encarga de la toma de decisiones basándose en parámetros previamente estipulados por los técnicos mantenedores.

1.1.3. Mantenimiento preventivo

Según García (2003), la periodicidad de falla de un sistema nos puede orientar en la aplicación de mantenimientos preventivos, programando las reparaciones, remplazos o correcciones de componentes vulnerables en el

momento idóneo, para esto se provee un protocolo, revisión y pruebas estructuradas en base a la tecnología del equipo y la vida útil del mismo.

1.1.4. Mantenimiento predictivo

De la misma forma García (2003), nos indica que son las actividades, acciones o protocolos que buscan, conocer y comunicar constantemente el estado en ese preciso instante de los equipos o sistemas. Teniendo como base de análisis, los valores de las variables fundamentales que reflejan el comportamiento de los elementos críticos en el sistema. Para usar este tipo de mantenimiento es indispensable identificar las variables electromecánicas del sistema (vibración, temperatura, potencia, corriente de fuga, humedad relativa, acidez, etc.) donde sus cambios drásticos reflejan problemas que puedan estar emergiendo en los equipos. Este mantenimiento cuenta con el mayor desarrollo científico, por tanto, requiere de recursos técnicos de alto nivel y conocimiento en las áreas de matemática, física y estadística.

1.1.5. Mantenimiento cero horas

García (2003) define este mantenimiento como rehabilitación como nuevo y comprende todas las actividades, procedimientos, reemplazos, inspecciones y pruebas necesarias para la rehabilitación total de un sistema o sus equipos. Este mantenimiento solo es aplicable a sistemas de desgaste parcial y contempla la remoción, adecuación e instalación de componentes críticos. La finalidad de este mantenimiento es asegurar con una gran fiabilidad un periodo de operación del sistema con fallas mínimas y un tiempo de operación continuo sin paradas fuera de programación.

1.1.6. Mantenimiento en uso

Por último, García (2003) establece que este tipo de mantenimiento contempla la inspección continua de unidades en operación, en las cuales la toma de datos o muestras se realiza durante su actividad o servicio. Entre las tareas más comunes se incluyen: tomas de datos, inspecciones, remoción de desechos, lubricación, limpieza, reapriete y verificación de torque de tornillería.

1.2. Sistema de aislamiento

Según Gallo (2015) puntualiza a un conjunto de elementos con poca o nula capacidad de conducción eléctrica, utilizado fundamentalmente en todo tipo de transformadores, donde se compone de: aceite dieléctrico que corresponde a un aislamiento líquido y papel *kraft* que corresponde al aislamiento sólido. El aceite dieléctrico cumple con funciones de refrigeración y protección del aislamiento sólido. El papel *kraft* cumple con las funciones de proteger y separar los devanados de la parte activa, si el papel sufre daño o envejecimiento, esto se refleja directamente en una disminución en la vida útil de dicho transformador.

1.2.1. Aceite dieléctrico

El aceite dieléctrico es una mezcla adecuada de hidrocarburos con estructuras moleculares que cuentan con hasta veintidós átomos de carbono, logrando por medio de destilación y refinación los estándares dieléctricos estipulados en normativas internacionales, con el fin de que el producto final cumpla las cuatro cualidades elementales que un buen aceite dieléctrico debe cumplir, como Gallo (2005) detalla a continuación:

- Asilamiento dieléctrico, como función principal es proveer un medio dieléctrico que actúe como aislante entre los diferentes componentes que constituyen al transformador.
- Refrigerar apropiadamente el transformador, disipando el calor natural que genera el proceso de elevación o disminución de tensión.
- Protección primordial al aislamiento sólido del transformador, de igual forma los demás componentes de este.
- Resistente a la oxidación, con contenido adecuado de inhibidor natural o sintético que evite la formación de subproductos como el lodo.

Cuando el aceite no cumple con alguna de estas cuatro funciones, la unidad debe ser sometida a servicio de mantenimiento para resguardar la integridad y continuidad operacional del transformador y su confiabilidad ante periodos de exigencia térmica o electromecánica (Martínez, 2008).

1.2.1.1. Estructura molecular

La estructura molecular del aceite se divide en tres diferentes tipos de hidrocarburos, según Gallo (2005) éstos son: nafténicos, isoparafínicos y aromáticos.

1.2.1.2. Hidrocarburos isoparafínicos

Son hidrocarburos de la familia de los alcanos (hidrocarburos saturados) cumpliendo con la fórmula ordinaria C_nH_{2n+2} , intercalándose en cadenas abiertas como las parafinas, con la variación que estas presentan ramificaciones laterales

en su composición. Estos hidrocarburos cuentan con una particularidad de fluidez reducida facilitando los movimientos por convección e incluyendo tendencias con menos gasificación y una resistencia elevada a la oxidación.

1.2.1.3. Hidrocarburos nafténicos

Se le llama también cicloparafinas, son elementos de la familia de los alcanos expresados por la forma C_nH_{2n} . Poseen en su estructura grupos anulares de alrededor de 6 partículas atómicas de carbono. Tienen características análogas a los isoparafínicos, pero con una oxidación estable, tendencias bajas a la generación de gases y moléculas de carbono, ante la presencia de descargas eléctricas, un punto de fluidez bajo y un notable factor de expansión. Gallo, E. (2005).

1.2.1.4. Hidrocarburos aromáticos

Son componentes muy particulares dentro de los hidrocarburos, están compuestos por estructuras anulares en donde una valencia de un átomo de carbono está insaturada. Los aromáticos están presentes en el aislamiento líquido y muestran derivaciones que los hacen relativamente resistentes al proceso de oxidación. Cumplen la importante función de ser los inhibidores naturales del aceite contra la oxidación y cuando se agotan se acelera el proceso de acidificación del aceite (Gallo, 2005).

1.2.1.5. Inhibidores sintéticos contra oxidación

Son compuestos químicos sintéticos que como los aromáticos, reaccionan con facilidad con el oxígeno y retrasan el proceso de oxidación que ocurre en el aceite aislante, éstos compuestos son estables y solubles en el aceite dieléctrico

y protegen a los hidrocarburos de la acidificación, retardando la formulación de compuestos polares comúnmente llamados lodos. Gallo (2005), indica que el inhibidor de oxidación aporta al aceite el beneficio de aumentar el periodo entre el inicio de operaciones del transformador y el instante en que la oxidación se lleva a cabo.

1.2.1.6. Factores básicos de deterioro

El aceite dieléctrico tiene 3 factores de deterioro, que son el oxígeno (oxidación), el agua (hidrólisis) y el calor (pirólisis). Gallo (2005) muestra que es imposible la eliminación total del oxígeno, (el cual está presente en el aceite dieléctrico) en el llenado de un transformador de potencia. La degradación del papel es otro importante suministro de oxígeno al aceite aislante. Continúa relatando que el agua en exceso causa deterioro de la rigidez dieléctrica y una disminución en la resistencia mecánica a la tracción.

Y concluye con la siguiente afirmación: “un aumento en la temperatura de operación del transformador, disminuye la vida útil del transformador, (se refiere a la pirólisis)” (Gallo, 2005, p. 38). Es decir, la vida del aislamiento sólido es la vida del transformador, este concepto fue desarrollado por el laboratorio S.D. Myers.

1.2.1.7. Mecánica de oxidación

Normalmente se genera la formación de productos de oxidación solubles en el aceite, en etapas avanzadas se da un cambio en el color del aceite y la formación de compuestos polares.

En esta degradación del aceite la celulosa lleva la peor parte:

- Cuando se forman los peróxidos en el aceite aislante se inicia una reacción en cadena.
- La celulosa reacciona con dichos peróxidos formando oxixelulosa: quebradiza y de baja resistencia mecánica.
- Los compuestos polares que poseen bajo peso molecular son adsorbidos por la celulosa de la primera etapa.

El proceso anterior se denomina reacción no inhibidora. En presencia de inhibidor artificial, el proceso de oxidación ataca primero a este degradándose en ácidos estables, liberando cadenas cortas de hidrocarburos. Gallo, E. (2005).

1.2.2. Papel *kraft*

Aislamiento sólido que envuelve y separa tanto física como eléctricamente los devanados energizados de un transformador. Cumple con las particularidades de aislamiento eléctrico, disipación de la temperatura natural de operación del equipo y sirve de diagnóstico de la integridad del transformador.

Las funciones básicas que debe cumplir un buen papel aislante dentro del transformador, según Gallo, E. (2005) son:

- Resistencia eléctrica: debe ser capaz de soportar múltiples esfuerzos y altas tensiones.
- Resistencia mecánica: el aislamiento debe soportar esfuerzos axiales, los cuales se ven originados por un corto circuito.

- Buena transferencia de calor y resistencia térmica.
- Capacidad de mantener sus propiedades iniciales: la conservación debe tener una duración sensata, recibiendo el adecuado mantenimiento.

1.2.2.1. Estructura molecular

La fórmula molecular aceptada para la celulosa es $(C_6H_{10}O_5)_n$. El grado de polimerización varía ampliamente dependiendo de las fuentes de material y del método usado para su formación.

Horning, Kelly, Myers y Stebbins (2005) expresan que el grado de polimerización, puede calcularse por medio de la sumatoria de todos los furanos que se encuentran en el aceite. Normalmente un transformador recién instalado debería tener un grado de polimerización de 800, mientras que con un número menor a 200, se encuentra en la última etapa de la vida útil.

1.2.2.2. Efecto de la temperatura

El aumento en la temperatura de funcionamiento en transformadores de potencia, ocasiona que la vida útil del mismo disminuya considerablemente, se puede denotar con las pruebas que se realizan al aceite, las cuales son cuantificables, como ejemplo la cantidad de compuestos furánicos y la disminución de su resistencia a la tracción.

La expectativa de vida, para el diseño de un transformador de potencia ronda entre los 20 y 30 años. Sin embargo, un transformador con su debido mantenimiento según Horning, Kelly, Myers y Stebbins (2005), afirman que un transformador puede llegar a tener 50 o más años, si el aislamiento sólido es

apropiadamente protegido. El efecto inmediato de aumentos de 10 °C a la temperatura del aislamiento, hacen que disminuya en un 50 % la vida útil.

1.2.2.3. Lodos y sustancias polares

Gallo (2005) nos indica que un lodo es una combinación de productos de oxidación compleja, que se producen dentro del transformador. Al inicio se forman varios productos intermedios de la oxidación, los cuales son muy contaminantes para el aceite dieléctrico, siendo estos aldehídos y alcoholes, luego de esto, se producen cetonas y esterés. Estos últimos dos se activan y polimerizan, para formar los llamados lodos (productos de alto peso molecular).

Las características de los lodos son:

- Se depositan con facilidad en aislamiento sólido (papel).
- Se precipitan al fondo de la cuba y en radiadores (éstas son las partes más frías del transformador).
- Ocupa los ductos de refrigeración por convección, que poseen los devanados lo que hace que el transformador opere a altas temperaturas. Estas obstrucciones pueden llegar a espesores de más de 1/8 de pulgada y en muchos casos del transformador llega a trabajar a más de 20 °C, por encima de la temperatura normal.
- Pérdida de las condiciones de aislamiento, debido al rompimiento de las fibras de papel (aislamiento sólido).

1.3. Transformador de potencia

Según Trashorras (2015) las subestaciones eléctricas de potencia se entienden como el conjunto de aparatos y accesorios destinados a la

transformación, distribución, control, protección y adecuación de las variables eléctrica en una red de potencia.

En su concepto Trashorras (2015) se orienta sobre las funciones y atribuciones que se asocian a las subestaciones de potencia eléctrica como elemento de enlace, transformación y distribución de electricidad. Indiscutiblemente son elementos de alta prioridad para la red en general, debido a que cuidan de un correcto y continuo flujo de la corriente.

El componente más importante en una subestación eléctrica es el transformador de potencia. Componente de principal estudio para la presente investigación y de la misma forma la aplicación de los estudios de diagnóstico en su aislamiento sólido (papel *kraft*) y líquido (aceite dieléctrico) y el método de regeneración de aceite mediante tierra *fuller* reactivable.

El transformador es el encargado de generar un enlace entre dos franjas de un sistema, cada franja posee un nivel de tensión asociado, esto con la finalidad de poder distribuir y transportar la energía eléctrica, a través de líneas de transmisión.

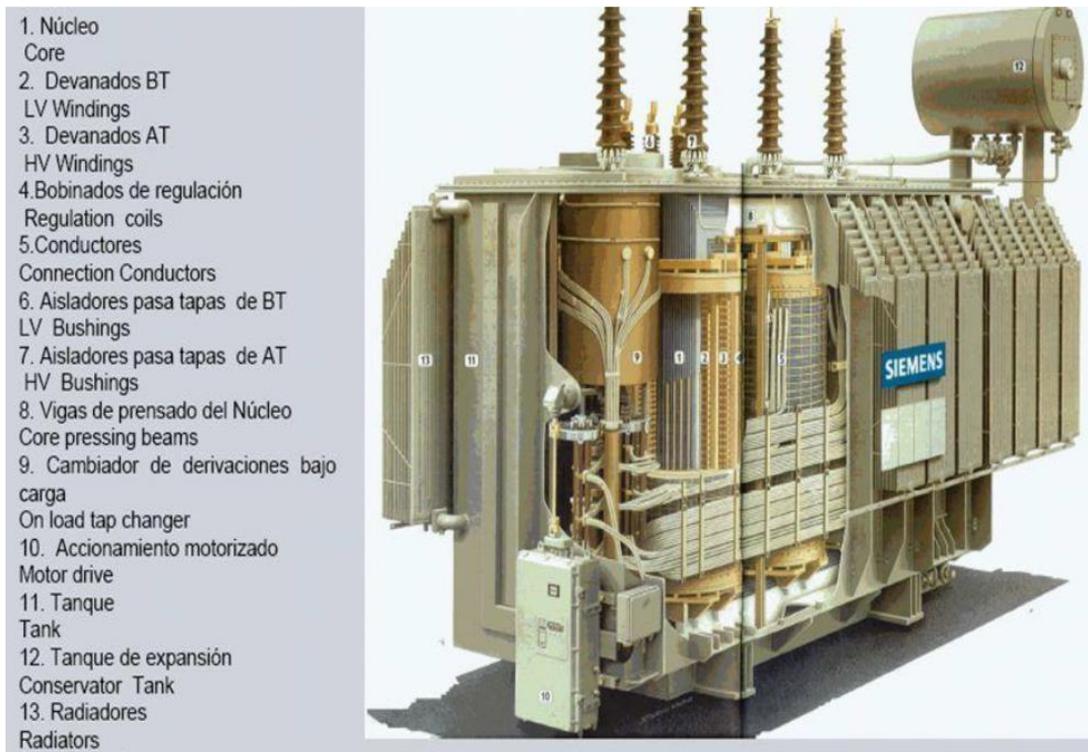
De forma más específica, el transformador es un aparato eléctrico de potencia, capaz de enlazar por medio de campos electromagnéticos los voltajes y corrientes de dos o más sistemas eléctricos (generador, líneas de transmisión, o líneas de distribución). Esta interacción de variables eléctricas en el transformador permite la continuidad, eficiencia y maniobrabilidad del servicio eléctricos, pudiendo hacer frente a fenómenos como la caída de tensión, las bajas eficiencias y las fallas eléctricas o descargas atmosféricas en circuitos eléctricos extensos.

Aunque las variables más importantes de un transformador se encuentran en la rama eléctricas (voltaje, corriente, relación de transformación, potencia, aislamiento, entre otros), es fundamental e indispensable dar una atención especial a las circunstancias y variables mecánicas y químicas del mismo (temperatura, ventilación, presión, humedad, acidez en el aceite, entre otros). Tener en consideración este último grupo de variables permitirá un correcto mantenimiento al transformador.

Según Álvarez y del Pozo (2007), en teoría un transformador es un equipo que posee un tiempo de vida casi eterno, sin embargo, compañías aseguradoras han realizado estudios, que demuestran que la vida promedio de un transformador en general, está entre 25 a 30 años. Por su parte Horning, Kelly, Myers, & Stebbins, (2005) definen que un transformador con un plan de mantenimiento predictivo adecuado, puede llegar a tener una vida útil de hasta 50 años.

Durante este lapso de tiempo los transformadores se encuentran sometidos a diferentes niveles de carga y de demandas momentáneas, que inevitablemente influyen en el grado de oxidación del sistema de aislamiento (aislamiento líquido y sólido) del transformador.

Figura 1. Partes de un transformador



Fuente: Martínez. (2008) *Mantenimiento predictivo a transformadores*.

1.3.1. Mantenimiento a transformador

Todas las acciones efectivas de mantenimiento a un transformador, deberán estar encaminadas a proteger y resguardar el papel aislante del agua y de los derivados de oxidación a el aceite dieléctrico (Gallo, 2005).

El concepto de Gallo (2015) se centra en el objetivo de realizar todo mantenimiento a transformadores, disminuyendo la existencia de agua en el papel, alargando la vida útil del equipo y erradicando los elementos polares de oxidación

en el aceite, dando un correcto funcionamiento a las cualidades aislantes y térmicas del aceite, a la vez, que anulamos los riesgos de acumulación de lodo y derivados de la contaminación en el aceite.

1.3.2. Evaluación y pruebas eléctricas

Los mantenimientos en general conciben parámetros de comparación, que permiten cotejar la eficiencia de procesos de mantenimiento. El trabajo de investigación se enfoca en pruebas al aceite dieléctrico en un laboratorio sin embargo, es posible orientarse de forma rápida en campo con pruebas de aislamiento y factor de potencia. Estas pruebas eléctricas requieren de equipos de ensayos, los cuales conectados directamente al transformador entregan resultados constantemente durante el mantenimiento evaluando así, la eficacia del proceso.

Los transformadores nuevos generalmente salen de la fábrica con un factor de potencia 0.5 %, los transformadores en uso pueden tener un factor de potencia mayor, pero cuando la lectura supera el 2 % se debe entrar a investigar más, la condición de humedad del transformador, si se trata de un aceite con índice de polarización por debajo de 1.5, se conoce que las sustancias polares además del agua afectan el tangente delta (Factor de potencia) del aislamiento y su resistencia.

La resistencia de aislamiento es una buena ayuda para tener una idea del contenido de agua, especialmente si utilizamos el ensayo de voltaje de paso, en este proceso se desarrolla la aplicación secuencial de tensiones de forma escalonada, verificando el crecimiento del valor resistivo del aislamiento.

1.3.3. Mantenimiento preventivo a transformadores

En grandes transformadores de edad avanzada los mantenimientos correctivos son muy comunes debido a la falta de mantenimiento preventivo y un estudio eficiente de las variables eléctricas que le acompañan en su vida de operación. Sin embargo, es posible tener en consideración mantenimientos preventivos adecuados que permitan resolver problemas graves a nivel de aislamiento.

Para el desarrollo del presente trabajo, se enfoca en uno de las técnicas más aplicadas para la regeneración de aceites con alto deterioro y contenido de lodos, este método lleva por nombre regeneración a través de tierra *fuller* reactivable, método a base de arcillas de limpieza rellenas de algodón, que desde tiempos antiguos se usan como filtro de sedimentos, en técnicas de purificación y decoloración de los aceites.

1.4. Transporte de energía eléctrica

Según Trashorras (2015) en sistemas de potencia extensos e interconectados, regularmente las plantas de generación de energía eléctrica de potencia se encuentran retiradas de los lugares de carga o consumo de ésta, debido a esta circunstancia, es fundamental que opere un subsistema llamado transporte de energía eléctrica o transmisión de energía eléctrica, conformado por una cantidad específica de equipos especializados (conductores, aisladores, herrajes, torres de transmisión, sistemas complejos de comunicación, entre otros).

Cuando se transmite energía eléctrica en grandes bloques, al sistema eléctrico se le permite operar bajo pérdidas de energía razonables que, de lo

contrario serían de alto costo e inviables. Para lograr la eficiencia y maniobrabilidad se requiere conectar las líneas eléctricas a dos o más subestaciones.

Por medio de la ecuación de máxima potencia es factible conocer los flujos de corriente en las distintas subestaciones y la capacidad disponible de transmisión de las líneas de la red y el comportamiento transitorio de las variables del sistema, cuando una perturbación u oscilación ocurre en la red.

1.5. Normativa

En esta sección se engloba las herramientas más usadas cuando se evalúan los dos componentes (aceite y papel) y la versatilidad que posee el aceite para proveer información sobre la integridad del transformador.

Las pruebas que se enlistan más adelante se basan en dos importantes instituciones internacionales, la ASTM y el IEEE. Ambas normativas presentan ensayos y pruebas útiles tanto para el seguimiento de variable del aceite dieléctrico y su nivel de envejecimiento, como el estado del aislamiento sólido (*Papel Kraft*).

Una recomendación de Gallo (2005), es que se necesita el resultado de distintas propiedades físicas y químicas para poder dar un diagnóstico confiable y poder realizar el mantenimiento que requiera el transformador. Es necesario tener en cuenta la batería de pruebas que recomienda la ASTM D3487 y la guía del IEEE C57.637.2015

1.5.1. ASTM D117

La norma ASTM D117 proporciona 33 propiedades fisicoquímicas del aceite dieléctrico y más de 50 pruebas de ensayo. Sin embargo, Horning, Kelly, Myers, y Stebbins (2005) sugieren realizar 8 pruebas físicas para medir la integridad del aislamiento líquido del transformador (contaminación y oxidación) las cuales son:

1.5.1.1. Acidez ASTM D974

Es el peso en miligramos de hidróxido de potasio (mg KOH/g), que se requiere para la neutralización de un gramo de aceite dieléctrico. Es una de las pruebas más importantes debido a que cuando el aceite dieléctrico se envejece y oxida, se forman productos polares de descomposición que hacen que el papel pierda sus propiedades mecánicas y se sabe que este daño es irreversible.

1.5.1.2. Rigidez dieléctrica ASTM D877

Es la capacidad del aislante líquido (aceite dieléctrico) para soportar esfuerzos eléctricos generados por un potencial eléctrico de alta magnitud. La prueba mide el gradiente de potencial en el instante de ruptura dieléctrica a través dos polos los cuales se encuentran sumergidos en aceite, junto a dos electrodos a un potencial progresivo de 3,000 voltios por segundo hasta generar la ruptura dieléctrica. Esta prueba se hace, para confirmar desde un inicio que el aceite dieléctrico no presenta contaminación elevada.

1.5.1.3. Tensión interfacial ASTM D971

Es la tensión (dinas/cm) necesaria para separar un anillo de platino de dimensiones que se conocen, de la interfaz agua aceite. Esta propiedad mide la afinidad que presenta el aceite dieléctrico y la humedad diluida en la muestra, a consecuencia de la presencia de sustancias polares.

1.5.1.4. Color ASTM D1500

El método del color ASTM D1500, es una apreciación visual que se realiza al aceite dieléctrico, por medio de un colorímetro, que no es nada más que un dispositivo con los diferentes tipos de colores del aceite y por apreciación se escoge el que más se apege al mismo. El aspecto de un aceite dieléctrico nuevo es limpio y transparente tanto como el agua, cuando éste se oxida y envejece cambia generalmente a un color más oscuro.

1.5.1.5. Contenido de humedad ASTM D1533

Este método determina el porcentaje de agua, que está presente en el aislamiento líquido (aceite dieléctrico) por medio dispositivo llamado *Karl Fischer* (titulador coulométrico). El resultado es expresado en ppm y que representa el contenido de humedad, que está presente en el líquido aislante (miligramos de agua por kilogramo de aceite dieléctrico).

1.5.1.6. Densidad relativa ASTM D1298

Es una propiedad que pertenece a los aislantes líquidos, es la relación de la masa de un volumen específico de aislante líquido con relación a la masa agua para ese mismo volumen. La finalidad de esta prueba es saber si el aislante

líquido está contaminado con otro tipo de aislante de diferente densidad relativa, esto se evidenciará, ya que tendrá densidad relativa excéntrica al rango tabulado o histórico del transformador.

1.5.1.7. Contenido de Inhibidor ASTM D2668

Debido a la composición del aislante líquido y la formación de moléculas de óxido, es fundamental la utilización de retardantes de oxidación, a estos se les conoce como inhibidores de oxidación. Estos se recomiendan aplicar al aislante líquido cuando el oxígeno que está disuelto supera las 1,000 ppm. Debido a que los inhibidores a la oxidación tienen efectos negativos tanto en la propiedad de factor de potencia, así como en el valor de rigidez dieléctrica, la recomendación que ASTM brinda es que no supere el 0.3 % por masa.

1.5.1.8. Factor de potencia ASTM D924

Representa porcentualmente la disipación de potencia en el aceite dieléctrico y se expresa como la relación existente entre la potencia real, dividida por la potencia aparente en voltiamperios aplicados. Esta prueba se efectúa a 2 temperaturas diferentes. En la primera prueba normada a 25 °C, muestra que existe contaminación de humedad si el valor excede 0.05 % y la segunda a 100 °C muestra una contaminación por partículas diferentes al agua, cuando este excede los 0.1 %.

1.5.2. IEEE

Los estándares normados en el IEEE son de igual importancia cuando evaluamos el aislamiento de un transformador, para la presente investigación se centra en evaluar las propiedades físicas propias del aislante líquido bajo

normativa ASTM y utilizamos a la normativa IEEE para acompañamiento de las recomendaciones del mantenimiento a realizar según los resultados que arrojen las pruebas realizadas por normativa ASTM.

La norma IEEE C57.637-2015, Guía para la Recuperación de Aceite Dieléctrico y Criterios Para su Uso, proporciona procedimientos detallados para la regeneración del aceite dieléctrico, por medios físicos para que sean adecuados para su reutilización, como fluidos aislantes nuevos. Se describen los procedimientos de recuperación, así como los métodos de prueba utilizados para evaluar el progreso y punto final del proceso de recuperación de las propiedades físicas esenciales requeridas para su reutilización. Además, se identifican criterios adecuados para el uso de aceite regenerado en transformadores de potencia.

En la IEEE C57.106-2015, Guía para la Aceptación y Mantenimiento de Aceite Mineral Dieléctrico en Equipos Eléctricos, se hacen recomendaciones sobre pruebas al aceite mineral y procedimientos de evaluación; se hacen referencias a métodos de reacondicionamiento y recuperación de aceites dieléctricos derivados del petróleo; los niveles a los cuales estos métodos se hacen necesarios; y las rutinas para evitar la oxidación, cuando sea necesario mediante la adición de inhibidores de oxidación. Otro objetivo de esta norma es ayudar al operador a mantener el aceite dieléctrico en condiciones de servicio.

La norma IEEE C57.93-2019, Guía para la Instalación y Mantenimiento de Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite, en esta guía se proporciona orientación y prácticas recomendadas para la instalación y mantenimiento de transformadores que estén sumergidos en líquido aislante con capacidad nominal de 501 kVA y superiores, con voltajes secundarios de 1,000 voltios. En esta guía

se abarca toda la gama de transformadores de potencia, incluidos los transformadores de extra alto voltaje.

1.5.3. Procesos de regenerado de aceite dieléctrico

Para poder entender el proceso de regenerado de aceite dieléctrico, se debe concebir primeramente ciertos puntos: la clasificación general de los aceites envejecidos según normativa IEEE, tipos de proceso de reacondicionamiento y recuperación de aceite dieléctrico y con énfasis en la recuperación de aceite dieléctrico con tierra *fuller* reactivable.

1.5.4. Clasificación General de aceites envejecidos

Los límites funcionales de las propiedades físicas del aceite en diferentes equipos varían según el tipo y el diseño, de modo que los límites aceptables para los aceites que pueden permanecer en servicio dependen de los requisitos del equipo. Los límites sugeridos para el aceite que permanece en servicio en varias clases de voltaje se dan en IEEE Std C57.106-2015 por lo tanto, es imposible indicar la importancia de pruebas específicas y pruebas recomendadas límites para todas las posibles aplicaciones existentes de aceite aislante en servicio.

También debe reconocerse que una sola prueba no se puede utilizar como el único criterio de la condición del aceite en servicio. Sin embargo, es posible resumir el valor y la importancia de las pruebas actuales y sugerir procedimientos de tratamiento para el aceite dieléctrico.

1.5.5. Tipos de procesos de reacondicionamiento y recuperación

La recuperación implica el uso de métodos y procesos que resultan en un cambio beneficioso en la composición del aceite. La siguiente tabla muestra las diversas prácticas de purificación de aceite y enumera los tipos de contaminantes eliminados por los diversos procesos. En términos de recuperación de aceite mineral, el ítem 1.5.1 proporciona las pautas que incluyen las pruebas de tensión interfacial y número de acidez que son las medidas de los contaminantes relacionados con ácidos y lodos. A continuación, se describe el método y el material utilizado.

Tabla I. **Procesos de tratamiento de aceite dieléctrico**

Prácticas de purificación de aceite	Tipos de contaminantes removidos					
	Sólidos	Agua libre	Agua soluble	Aire y gas	Ácidos volátiles	Otros
(1) Deshidratador al vacío	Sí	Sí	Sí	Sí	La Mayoría	No
(2) Filtros mecánicos	Sí	Parcial	Parcial	No	No	No
(3) Centrifugado	Sí	Sí	No	No	No	No
(4) Filtro coalescente	Sí	Sí	No	No	No	No
(5) Sedimentación por precipitación	Sí	Sí	No	No	No	No
(6) Proceso de contacto	Sí	Sí	Sí	No	Sí	Sí
(7) Percolación por gravedad	Sí	Sí	Parcial	No	Sí	Sí
(8) Percolación por presión	Sí	Sí	Parcial	No	Sí	Sí
(9) Proceso de silicato de sodio de carbón activado	Sí	No	No	No	Sí	Sí
(10) Proceso de fosfato trisódico	Sí	No	No	No	Sí	Sí

Fuente: IEEE. (2015). *Norma IEEE C57.637-2015, Guía para la Recuperación de Aceite Dieléctrico y Criterios Para su Uso.*

1.5.6. Método de recuperación y regeneración por absorción de solubles contaminantes tierra *fuller*

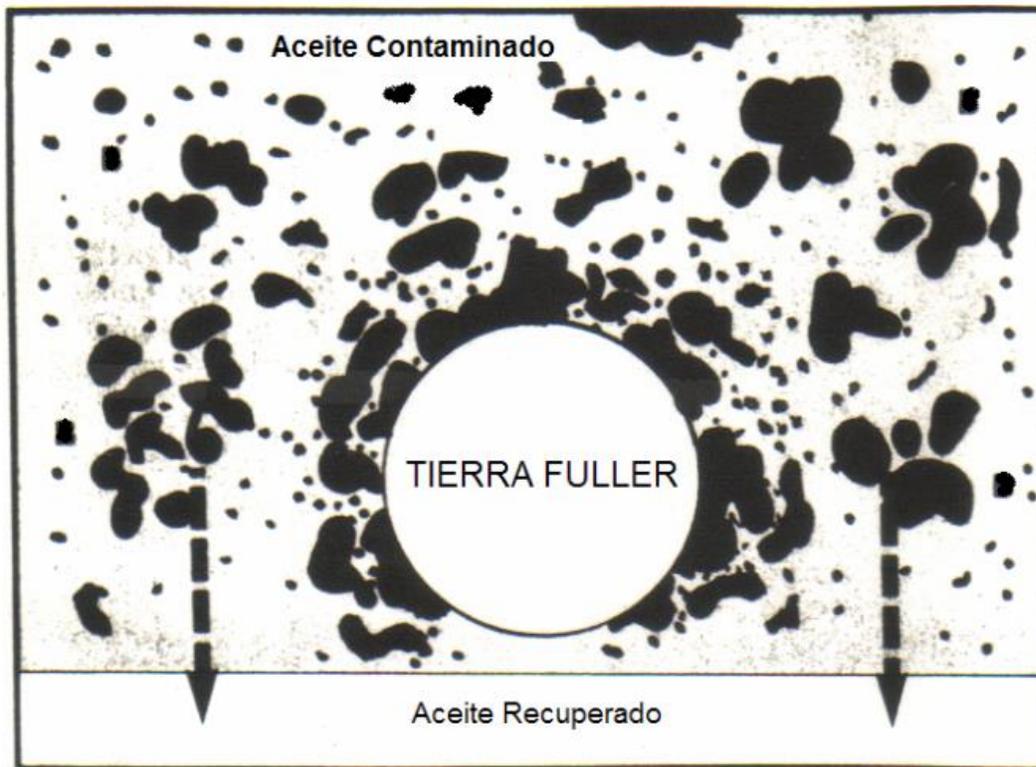
La adsorción es un proceso en el que una sustancia atrae y retiene a otra en su área de superficie. En su mayoría los agentes contaminantes del aceite, incluido el agua, son de naturaleza polar y eso hace que sean fácilmente adsorbidos a la superficie del papel.

1.5.7. Tierra *fuller*

Los métodos de regenerado y purificación de aceites dieléctricos usan el principio de adsorción, anteriormente explicado. Briones (2005) afirma que, a mayor fuerza de atracción y superficie absorbente, existe una mayor capacidad de absorción de la tierra. Las características de la estructura de esta tierra *fuller* reactivable, es su alta porosidad y superficies que alcanzan los 100 m²/ gramo. El orden de adsorción de los materiales por la tierra *fuller* reactivable es el siguiente:

- Agua
- Alcoholes
- Ácidos
- Aldehídos
- Cetonas
- Olefinas
- Esteres neutros
- Compuestos aromáticos
- Compuestos cicloparafinas
- Parafinas

Figura 2. Adsorción de la tierra *fuller*



Fuente: Briones. (2005). *Análisis Técnico y Económico de la Recuperación de los Aceites Dieléctricos con Tierra Fuller y Desludificación de Bobinados de Transformadores*. Consultado el 15 de junio de 2021. Recuperado de <https://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/42430/D-84186.pdf?sequence=-1&isAllowed=y>.

Según el estándar IEEE C57.637-2015 el término tierra de *fuller* como se usa hoy, se refiere a una clase de arcillas adsorbentes naturales. El componente principal de esta clase es la arcilla de *attapulгите*, extraída principalmente en Georgia del sur y el norte de Florida. Específicamente, la arcilla de *attapulгите* se ha encontrado más satisfactoria para purificación de aceites de transformadores

porque tiene la capacidad de neutralizar ácidos, adsorber compuestos polares y decolorar a un aceite claro.

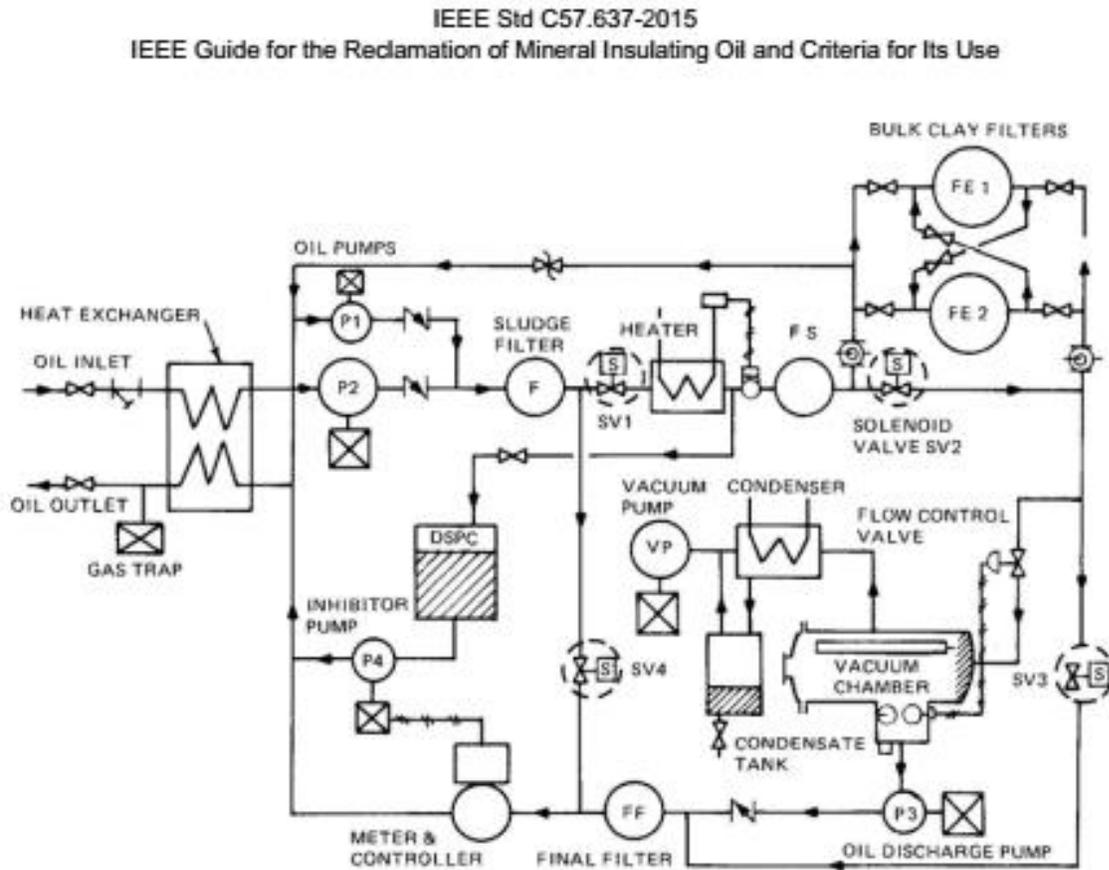
Los procesos de filtrado por medio de tierra *fuller*, conciben una aplicación de filtros de arcilla especial con alto valor de absorción tanto de sedimentos como de ácidos, lo que nos permite proponer un proceso más eficiente y rápido para la regeneración de aceites aislantes en transformadores.

La tierra *fuller* reactivable puede neutralizar cantidades considerables de ácido. La cantidad del ácido eliminado depende de muchos factores, ya que la adsorción es un proceso dinámico de equilibrio entre temperatura, caudales, viscosidad del aceite, tiempo de residencia y nivel inicial de acidez, todo afecta la velocidad y capacidad de adsorción. (IEEE C57.637-2015) Por lo tanto, se consume que las variables de partida y las circunstancias intermedias del proceso permitirán predecir la calidad de los resultados a obtener en el proceso de filtrado.

1.5.8. Modelo de proceso de filtrado

En el siguiente diagrama de flujo se muestra un sistema moderno de filtrado de usos múltiples. En la mayoría de casos, el equipo está instalado en una unidad de remolque para que pueda trasladarse al sitio del transformador para su procesamiento. Además, los sistemas de recuperación y regeneración de aceite pueden usarse como sistemas estacionarios, para el control de calidad en procesos de almacenamiento en refinerías.

Figura 3. **Modelo de proceso de filtrado de aceite**



Fuente: IEEE. (2015). *Norma IEEE C57.637-2015, Guía para la Recuperación de Aceite Dieléctrico y Criterios Para su Uso.*

Un sistema de regenerado de aceite dieléctrico moderno típico incluye como mínimo: un separador de aceite, calentador eléctrico, torres adsorbentes de lecho profundo, deshidratación al vacío y un filtro final con tamaño nominal de poro de media micra. IEEE C57.637-2015.

La normativa IEEE C57.637-2015, generaliza de forma simple el sistema de regeneración y recuperación común, otorgando el principio para el correcto manejo del aceite en su proceso de filtrado. Es importante resaltar el orden de las etapas mencionadas debido a que cada proceso cumple un papel fundamental en la cadena de regeneración. La última etapa de filtrado se debe resaltar que se llevara a cabo con la técnica de tierra *fuller*, aplicación que muestra sus beneficios párrafos anteriores del presente documento.

2. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

Para el desarrollo de la investigación se realizó el muestreo de aceite dieléctrico de 16 transformadores de potencia y posterior envío al laboratorio S.D. Myers ubicado en Canadá. La información obtenida fue de corte longitudinal. Los resultados obtenidos se evaluaron según normativa IEEE C57.106-2015, además el historial de 2 años de pruebas realizadas anteriormente fue de utilidad para la recopilación de información, que en esta ocasión fue de corte transversal.

2.1. Muestreo de aceite dieléctrico de transformadores de potencia

Mediante el formulario de inspección de campo (anexo 1), entre el 17 de marzo y el 3 de agosto de 2020 se realizó el muestreo de aceite dieléctrico de 16 transformadores de potencia, este formulario brinda información específica y relevante de la condición del transformador y parámetros requeridos por el laboratorio para realizar las pruebas fisicoquímicas. Esta parte de la investigación es fundamental, ya que un mal muestreo de aceite dieléctrico de transformadores, puede arrojar información incorrecta y que no sea confiable y por ende nuestro estudio no tenga relevancia.

Por lo tanto, es necesario enumerar lo necesario para realizar un correcto muestreo de aceite dieléctrico a los 16 transformadores de potencia. Los temas a ampliar son seguridad en subestaciones eléctricas, componentes del transformador e inspección visual, testigos o indicadores, placa de identificación y formulario de inspección de campo, recipientes para la toma de muestras, método adecuado para la toma de muestras, embalaje y envío.

2.1.1. Seguridad en subestaciones eléctricas

Debido a que el muestreo de aceite dieléctrico se realizó con los transformadores energizados, al poseer alta tensión (230,000 V) es necesario, que el personal tenga el siguiente equipo de protección personal:

- Gafas de seguridad con normativa ANSI Z87.1 y utilizarlas en todo momento.
- Bota industrial de trabajo ASTM F2413-05.
- Casco ANSI Z89.1 y utilizarlo en todo momento.
- Camisa manga larga para protección contra rayos UV.
- Chaleco de seguridad.
- Guantes de látex.
- Mascarilla.
- Llave inglesa aislada (1,000 V).

Así mismo antes de empezar el muestreo de aceite dieléctrico se procedió a la revisión del equipo de protección personal, herramienta aislada y a realizar una charla de seguridad con el personal, recordando temas importantes como lo es la inspección visual antes de empezar a trabajar, la ubicación del cuerpo, mantener agachada la cabeza, no ver hacia arriba y nunca levantar las manos encima de la vista.

2.1.2. Componentes del transformador e inspección visual

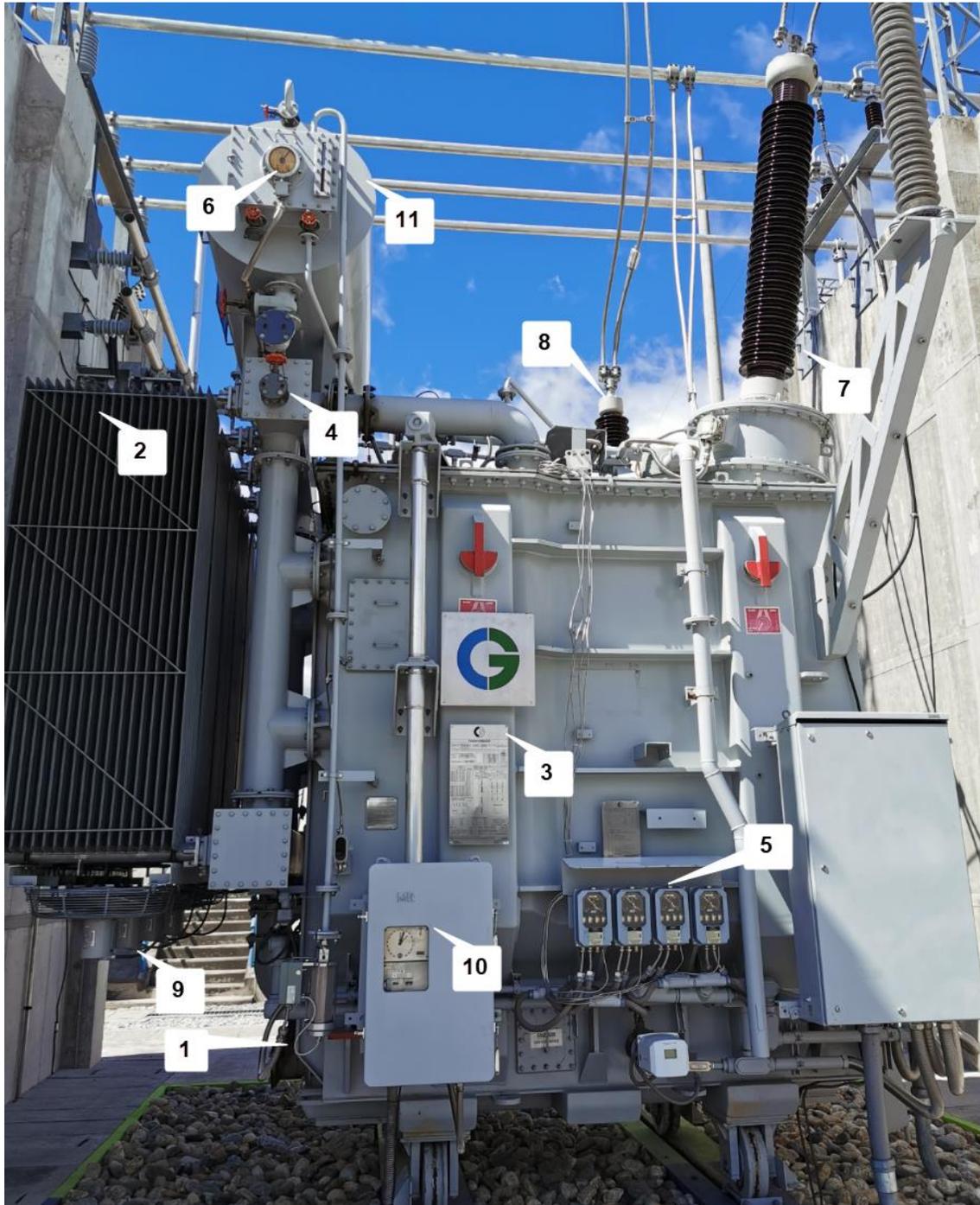
Para poder llenar el formulario de inspección de campo del anexo 1, fue necesario identificar los componentes del transformador y nombrarlos correctamente. Así mismo cada transformador debe poseer una placa de identificación visible, en ésta se encuentran parámetros de operación importantes

que más adelante se detallan. Uno de los componentes principales, que se requiere ubicar es la válvula de muestreo de aceite inferior, ya que es acá donde se procede a extraer el aceite dieléctrico del transformador. Así mismo ubicar si tiene o no radiadores, ventiladores o sistemas de enfriamiento, que es lo que requiere el formulario de inspección de campo.

La figura 4 muestra los componentes principales que debemos visualizar en el formulario de inspección de campo:

- Válvula de muestreo de aceite inferior
- Radiadores
- Placa de identificación
- Válvula de muestreo de aceite superior
- Testigos de temperatura aceite y devanados
- Testigo de nivel de líquido aislante
- *Bushing* de alta tensión
- *Bushing* de baja tensión
- Ventiladore.
- Cambiador de derivaciones
- Tanque conservador

Figura 4. Transformador y sus partes marca Crompton Greaves



Fuente: elaboración propia, realizado con Snagit 12.

2.1.3. Testigos o indicadores

Un punto importante es ubicar los testigos de temperaturas y poder diferenciarlos, normalmente vienen nombrados como testigo de temperatura de aceite y testigo de temperatura del bobinado. Habitualmente cada testigo posee dos manecillas de diferente color, en una señala la temperatura máxima a la que ha llegado la temperatura y en la otra mide la temperatura actual ya sea del devanado o del aceite (ver figura 5).

Los contactos del testigo se encuentran en la parte inferior del mismo y estos se programan para que a cierta temperatura ocurra una acción programada, por ejemplo, que se enciendan alarmas, o sistemas de refrigeración. La mayoría de testigos se encuentran en °C. Ambas temperaturas se registraron en la hoja de inspección de campo. La temperatura de los devanados es importante porque allí se encuentra el aislamiento sólido y la vida del transformador depende del estado de éste; la temperatura del aceite es necesaria para el diagnóstico y pruebas que elaboró el laboratorio, si hay anomalías en estas temperaturas o en los testigos se anota y se reportan inmediatamente al supervisor de la empresa.

Figura 5. Testigo de temperatura marca AKM 345



Fuente: elaboración propia, realizado con Snagit 12.

La figura 5 muestra los testigos de temperatura, de uno de los transformadores en cuestión, el primer elemento es la manecilla de temperatura actual, el segundo elemento es la manecilla de temperatura máxima, el tercer elemento indica la temperatura máxima del aceite y el cuarto elemento indica los contactos para programar funciones, como ya se explicó anteriormente.

2.1.4. Placa de identificación y formulario de inspección de campo

La placa de identificación de un transformador muestra información pertinente acerca de las características de fabricación del transformador como lo es el fabricante, el número de serie, la capacidad nominal, tipo de enfriamiento, tensiones de operación, tipo de líquido, impedancia, peso del transformador y peso o volumen del aceite, si es monofásico o trifásico, la frecuencia de operación y la cantidad de fases presentes.

Al no existir un estándar para la identificación de los datos de placas, las placas de identificación varían según el fabricante. Los datos de placa se deben colocar en el formulario de inspección de campo (anexo 1), este dato también es muy importante ya que el diagnóstico de ciertas pruebas depende del nivel de tensión del transformador.

Ahora veremos el detalle de cómo se llenó el formulario de inspección de campo (anexo 1) para el transformador 1 de la población, este formulario se envió junto con las muestras y debe pasarse a una hoja electrónica tal y como se muestra:

Figura 6. **Parte 1 del formulario de inspección de campo**

Date	08/03/2020	Technician	RUDY LOPEZ
Customer Number	1523639		
Customer Name	RG TRANSFORMADORES		
Sub Name	CLIENTE		
Unit No.	BANCO 1 FASE R		
Other			

Fuente: elaboración propia, realizado con Snagit 12.

En la figura 6, muestra el correcto llenado de información, se empieza con la fecha, el nombre del técnico a realizar el muestreo de aceite dieléctrico, el código de cliente que lo proporciona el laboratorio, el nombre del cliente, la subestación del cliente, el nombre o identificación de la unidad y en otros se puede colocar datos adicionales.

Figura 7. **Parte 2 del formulario de inspección de campo**

Manuf.	CENEMESA	Manuf. Date	1969
Serial No.	61699		
kVA	25000	Insulation Type: Heat Rise	55 °C
High Voltage	230000	Delta	<input type="checkbox"/> Wye <input checked="" type="checkbox"/>
Low Voltage	69000	Delta	<input checked="" type="checkbox"/> Wye <input type="checkbox"/>
Total Weight		lbs.	38932 kg
Transformer Class	OA/FA		
Impedance	6.34	%	
Phase/Cycle:	1	Ph.	/ 60 Hz
	Gallons	liters	9432 kg

Fuente: elaboración propia, realizado con Snagit 12.

Continuando con el llenado en la figura 7, se coloca el fabricante del transformador CENEMESA, la fecha de manufactura 1969, la potencia nominal 25,000 kVA, el tipo de aislamiento de los devanados que para este caso 55 °C significa; que el papel utilizado no es térmicamente mejorado, las tensiones del transformador en este caso, la tensión de alto voltaje es de 230,000 V y la de baja tensión 69,000 V.

En los 2 tipos de tensiones se coloca el tipo de conexionado, para esta ocasión de lado primario es estrella y el secundario es delta. Luego el peso del transformador que es de 38,932 kg, la designación de refrigeración del transformador, para este caso OA/FA (enfriado con entrada forzada de aire e inmerso en aceite, normalmente con la entrada de los ventiladores puede aportar potencia adicional). La impedancia 6.9 %, el número de fases 1, la frecuencia de operación 60 Hz y el peso del aceite 9.432 kg.

Figura 8. **Parte 3 del formulario de inspección de campo**

Visual Inspection / Gauge Readings	
Liquid Level:	<input type="checkbox"/> Very Low <input type="checkbox"/> Low <input checked="" type="checkbox"/> Normal <input type="checkbox"/> High
Top Liquid Temperature:	56 °C
Press./vac Gauge Reading:	
Pressure (+)	<input type="text"/>
Vacuum (-)	<input type="text"/>
Paint:	<input type="checkbox"/> Good <input checked="" type="checkbox"/> Fair <input type="checkbox"/> Poor
Leaks:	<input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> Yes
If Yes, where?	
Additional Information:	
Conservator & Breather: <input checked="" type="checkbox"/> one of the following combinations:	
<input type="checkbox"/>	Conservator: No / Breather: Free/Desiccant
<input type="checkbox"/>	Conservator: No / Breather: Free
<input type="checkbox"/>	Conservator: No / Breather: N2 System
<input type="checkbox"/>	Conservator: No / Breather: N2 Blanket
<input type="checkbox"/>	Conservator: Yes / Breather: Bladder
<input checked="" type="checkbox"/>	Conservator: Yes / Breather: Free/Desiccant
<input type="checkbox"/>	Conservator: Yes / Breather: Free
Desiccant Condition:	<input type="checkbox"/> Good <input checked="" type="checkbox"/> Needs Replaced

Fuente: elaboración propia, realizado con Snagit 12.

La figura 8, continua con el nivel de aceite que se observa en el testigo del tanque conservador, la temperatura actual del aceite en el testigo, la presión de vacío, en este caso no aplica, por ser un transformador con tanque conservador y respiradero libre, el estado de la pintura es regular; y no existen fugas en el transformador. En la parte del tanque conservador se coloca que está conectado con un respirador de aire libre con sílica gel (según la forma del transformador) y que la condición de la sílica gel, no está en estado óptimo, por lo tanto, se debe reemplazar, característica confirmada de manera visual.

Figura 9. **Parte 4 del formulario de inspección de campo**

Tests & Packages			
CriticalPac <input type="checkbox"/>	SilPac <input type="checkbox"/>	OS(D877) <input checked="" type="checkbox"/>	PF <input type="checkbox"/> Metals <input type="checkbox"/>
PowerPac 1 <input type="checkbox"/>	SilPac Plus <input type="checkbox"/>	DBPC <input type="checkbox"/>	Furan <input type="checkbox"/> PCB <input type="checkbox"/>
PowerPac 2 <input type="checkbox"/>	WecPac <input type="checkbox"/>	Reg-Single <input type="checkbox"/>	Reg-Step <input type="checkbox"/> Reg-Three <input type="checkbox"/>
Distribution <input type="checkbox"/>	AskPac <input type="checkbox"/>	FR3/Biotemp Pac <input type="checkbox"/>	S-FluidPac <input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/> DGA # _____	<input type="checkbox"/> KF (Oil Sample Temp.) 22 °C		
(syringe #)	(NEEDED FOR % SAT CALCULATION)		
Specialty Testing			
Particle Count* <input type="checkbox"/>	Flash/Fire Point* <input type="checkbox"/>	AGE <input type="checkbox"/>	
Particle & Filming* <input type="checkbox"/>	Viscosity* <input type="checkbox"/>	DP <input type="checkbox"/>	
Corrosive Sulfur* <input type="checkbox"/>	D1816** : <input type="checkbox"/> mm gap <input type="checkbox"/> 1 mm gap		
Resistivity* <input type="checkbox"/>	Other* : _____		
*Additional Plastic Bottle **D1816: 16 oz Glass, per gap tested			
Liquid Type			
Oil <input checked="" type="checkbox"/>	FR 3 <input type="checkbox"/>	Beta <input type="checkbox"/>	Env-200 <input type="checkbox"/>
Silicone <input type="checkbox"/>	Biotemp <input type="checkbox"/>	Alpha-1 <input type="checkbox"/>	Other _____
R-Temp <input type="checkbox"/>	Luminol <input type="checkbox"/>	Midel <input type="checkbox"/>	
Hazmat Shipping Required for the following Liquid Types:			
Askarel / Pyranol <input type="checkbox"/>	Wecosol <input type="checkbox"/>	Perclene <input type="checkbox"/>	
Wemco-NF <input type="checkbox"/>	PCB Contaminated Sample >=450 ppm <input type="checkbox"/>		
Equipment Type			
Transformer <input type="checkbox"/>	Cabinet <input type="checkbox"/>	Pop Top <input type="checkbox"/>	Precipitator <input type="checkbox"/> Rectifier <input type="checkbox"/>
GSU <input type="checkbox"/>	WGSU <input type="checkbox"/>	WTSU <input type="checkbox"/>	Auto Transf. <input checked="" type="checkbox"/> Reactor <input type="checkbox"/>
Regulating Transf. <input type="checkbox"/>	Furnace <input type="checkbox"/>	Induction Furnace <input type="checkbox"/>	
Step Volt. Regulator <input type="checkbox"/>	Other: _____		

Fuente: elaboración propia, realizado con Snagit 12.

En la figura 9, se continua con el llenado del formulario de inspección de campo (anexo 1), se marca OS(D877) que es el código que usa el laboratorio de S.D. Myers para las pruebas fisicoquímicas requeridas. Se coloca la temperatura que se mide directamente del aceite en °C, esta temperatura se toma con un termómetro que tiene una varilla y esta se coloca en el recipiente donde se deposita el aceite. Existen varios tipos de líquidos aislantes, en este caso se marca *oil*, que significa aceite dieléctrico mineral. Por último, el tipo de equipo para este caso se marcó que es un autotransformador.

Figura 10. **Parte 5 del formulario de inspección de campo**

Location	
<input checked="" type="checkbox"/> Outdoor	<input type="checkbox"/> Platform _____ ft. high
<input type="checkbox"/> Ground	<input type="checkbox"/> Mezzanine _____ ft. high
<input type="checkbox"/> Basement	<input type="checkbox"/> Roof _____ ft. high
<input type="checkbox"/> Indoor- Floor # _____	<input type="checkbox"/> Pole _____ ft. high
Additional Equipment	
Radiators: <input checked="" type="checkbox"/> Yes <input type="checkbox"/> No	Oil Pumps: <input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No
Fans: <input checked="" type="checkbox"/> Yes <input type="checkbox"/> No	LTC Comp: <input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No
H2O Cooled: <input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	
Bushing Location:	<input checked="" type="checkbox"/> Top <input type="checkbox"/> Side <input type="checkbox"/> Top&Side
	<input type="checkbox"/> Top Enclosed <input type="checkbox"/> Side Enclosed
Valve Extension System:	<input checked="" type="checkbox"/> None <input type="checkbox"/> Top
	<input type="checkbox"/> Bottom <input type="checkbox"/> Top & Bottom
Servicing Information	
Top FPV _____ in.	Valve <input type="checkbox"/> Plug <input type="checkbox"/>
Bottom FPV <u>2</u> in.	Valve <input checked="" type="checkbox"/> Plug <input type="checkbox"/>
Valve Location:	<input type="checkbox"/> HV Side <input checked="" type="checkbox"/> V Side
Other Access:	<input type="checkbox"/> Bolted Top <input type="checkbox"/> Explosion Vent
<input checked="" type="checkbox"/> Top Inspection Plate	<input checked="" type="checkbox"/> Pressure Relief Device
Other: _____	
Hose Length <u>2</u> ft.	_____ meters
Service On Line: <input checked="" type="checkbox"/> Yes <input type="checkbox"/> No	
Power Available: <input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	
Full-vacuum Rating: <input checked="" type="checkbox"/> Yes <input type="checkbox"/> No	
COMMENTS:	
<u>65.6%RH@24.1°C</u>	
rev. 3/21/13	

Fuente: elaboración propia, realizado con Snagit 12.

En la última parte del formulario de inspección de campo (anexo 1), se observa que en la figura 10, donde se colocó que el transformador se encuentra

al aire libre, se marcó los accesorios que posee, radiadores, ventiladores y que la colocación de los aisladores está arriba del transformador. Finalizando en el área de servicio se colocó que la válvula de muestreo de aceite dieléctrico inferior posee una brida y el tamaño es de 2 pulgadas, también se colocó que este transformador estaba fuera de servicio y que es apto para soportar el vacío total, referencia importante a la hora de realizar algún tipo de mantenimiento. En comentarios se coloca la humedad relativa 65.6% y temperatura ambiente de 24.1 °C, ambas mediciones se tomaron con un medidor de humedad y temperatura marca *Fluke* modelo 971.

2.1.5. Recipientes para la toma de muestras

Existen 4 tipos de recipientes adecuados que el laboratorio S.D. Myers envía para el muestreo de aceite dieléctrico, botella de vidrio de 475 ml, botella de plástico de 400 ml, botella de vidrio de 120 ml y jeringa de vidrio de 40 ml. Para las pruebas fisicoquímicas de este estudio, el recipiente adecuado es la botella de plástico de 400 ml, debido el laboratorio requiere de 350 ml para correr las pruebas. Cada uno de los recipientes tiene un código de barras que identifica a cada uno de los transformadores, en una base de datos que previamente realizó el autor, de esa forma se minimiza la probabilidad de confundir los recipientes.

Estos recipientes son adecuados para el transporte y almacenaje del aceite, también como requerimiento de la norma y el laboratorio, por tanto, no se recomienda utilizar recipientes ajenos a los que proporciona el laboratorio.

Figura 11. Recipientes adecuados que brinda S.D. Myers



Fuente: elaboración propia, realizado con Snagit 12.

2.1.6. Método para la toma de muestras

La norma ASTM D923-15 es una guía de cómo realizar un muestreo de aceite representativo, el autor realizó la toma de muestras de los 16 transformadores, ya que posee la certificación del laboratorio de S.D. Myers y la Universidad de Kent Stat en Ohio, Estados Unidos, *In-Service Inspection & Sampling of Fluid-Filled Transformers*, que faculta al autor en realizar un muestreo de aceite dieléctrico representativo, dicha certificación está en el anexo 2.

Después de haber realizado todas las tareas anteriormente detalladas, se procedió a ingresar a la subestación de la empresa de transporte de energía eléctrica, se verificó el área para observar peligros y posibles accidentes, se verificaron los datos de placa de los transformadores y se procedió con la

inspección visual. Se registraron las lecturas del testigo de nivel de aceite, temperaturas de aceite y devanados. Después se inspeccionó en los alrededores cualquier anomalía o defecto de la unidad. Se procedió a la toma de fotografías para documentar cada una de las acciones.

Se ubicó la válvula inferior de muestreo de aceite dieléctrico del transformador y se preparó limpiando toda la superficie de la válvula con un cepillo de alambre y un trapo. Luego se preparó la válvula para conectar una brida adecuada con su respectiva reducción hasta $\frac{1}{4}$ de pulgada. Se colocó debajo una bandeja para evitar fugas de aceite. En seguida que se hizo la conexión, se procedió a realizar el enjuague de válvula requerido.

El enjuague se refiere a la cantidad de aceite drenado de aceite según el tamaño de válvula, para este caso en su mayoría el tamaño de la válvula era de 2 pulgadas, con lo cual se drenó 2,000 ml, es decir 5 recipientes plásticos. El enjuague es muy importante, ya que, de no hacerlo, puede que la muestra lleve residuos de humedad remanente en la tubería y válvula del transformador. Con el último enjuague, se registró la medida de temperatura del transformador y se anota en formulario de inspección de campo.

Figura 12. **Toma de temperatura ambiente, humedad relativa y temperatura del aceite**



Fuente: elaboración propia, realizado con Snagit 12.

Figura 13. **Preparación de válvula inferior de muestreo**



Fuente: elaboración propia, realizado con Snagit 12.

Luego de la toma de temperatura, se procedió a extraer el aceite abriendo la válvula y llenando el recipiente plástico parcialmente, se colocó el tapón y se inclinó el recipiente de forma horizontal hasta pasar el aceite dieléctrico por todas las paredes del recipiente, con el objetivo calentar las paredes del recipiente y evitar condensación, esto se realizó 2 veces (ASTM D923-15). Luego de esto se llenó totalmente el recipiente con el aceite dieléctrico y se procedió a limpiar con un paño el aceite derramado.

Para finalizar se cerró la válvula, se limpió toda el área y se procedió a quitar la brida de muestreo de aceite y el reductor. Se colocó nuevamente la brida original del transformador con su respectivo teflón y se ajustó con la llave inglesa aislada. Se limpió el aceite derramado y se dejó el lugar tal cual se encontró. De esa forma se realizó la extracción de aceite dieléctrico a 16 transformadores de potencia, que se detallan en la tabla II.

Tabla II. **Listado de transformadores en estudio**

Transformador	Número muestra	Marca	Potencia (kVA)	Tensión (kV)	Año de Fabricación	Volumen de aceite (galones)
1	TC 9030	CENEMESA	25,000	230/69	1969	2,492
2	TC 9031	CENEMESA	25,000	230/69	1969	2,492
3	TC 9032	CENEMESA	25,000	230/69	1969	2,492
4	TC 9033	CENEMESA	25,000	230/69	1969	2,492
5	TC 9034	CENEMESA	25,000	230/69	1969	2,492
6	TC 9035	CENEMESA	25,000	230/69	1969	2,492
7	TC 9036	Crompton Greaves	50,000	230/69	2018	4,649
8	TC 9037	Alsthom Savoisisienne	50,000	230/69	1979	4,491
9	TC 9038	Crompton Greaves	50,000	230/69	2008	7,793
10	TC 9039	Crompton Greaves	50,000	230/69	2008	7,793
11	TC 9040	Crompton Greaves	50,000	230/69	2008	7,793

Continuación tabla II.

12	TC 9041	Crompton Greaves	65,000	230/69	2015	8,189
13	TC 9007	Alsthom Savoisiennne	50,000	230/69	1979	5,100
14	TC 9008	CENEMESA	25,000	230/69	1969	2,830
15	TC 9009	ANSALDO	50,000	230/69	1979	5,700
16	TC 9010	EFACEC	70,000	230/69	2001	8,100

Fuente: elaboración propia.

2.1.7. Embalaje y envío

Después de la toma de muestras, se pasaron los formularios de inspección de campo en hojas electrónicas, se etiquetó cada una de las muestras y se marcaron las pruebas requeridas. Luego de eso se procedió a llenar la caja con los recipientes plásticos, mediante separadores de cartón, que también son suministrados por el laboratorio, se colocaron los documentos en un separador y se procede a envolver la caja con plástico para evitar derrames severos. Se procedió a sellar y etiquetar para el envío a Canadá.

2.2. Resultados

El paquete de pruebas físicas las cuales fueron realizadas a cada uno de los 16 transformadores de potencia, tiene por nombre *liquid screen test data* y dicho paquete incluye 6 pruebas fisicoquímicas las cuales se presentan en la tabla III, este paquete es específico del laboratorio S.D. Myers, dicha tabla muestra la prueba con su respectivo método estándar de la ASTM.

Tabla III. **Pruebas realizadas a 16 transformadores**

Número	Prueba	Método Estándar ASTM
1	Acidez o número de neutralización	ASTM D974
2	Tensión interfacial	ASTM D971
3	Rigidez dieléctrica	ASTM D877
4	Color	ASTM D1500
5	Densidad relativa (gravedad específica)	ASTM D1298
6	Examinación visual	ASTM D1524

Fuente: elaboración propia.

Los resultados obtenidos por el laboratorio de cada uno de los transformadores se detallan en los anexos 3 al 18 y en la tabla IV se tabularon de la siguiente forma:

Tabla IV. **Resultados obtenidos de las pruebas 2020**

Unidad	ASTM D974 mg KOH/g	ASTM D971 mN/m	ASTM D877 kV	ASTM D1500	ASTM D1298	ASTM D1524
1	0.040	43	51	2.0	0.868	Claro
2	0.060	42	45	2.5	0.856	Claro
3	0.060	41	60	2.5	0.860	Claro
4	0.040	43	42	1.5	0.868	Claro
5	0.160	35	50	3.5	0.860	Claro
6	0.060	42	42	2.0	0.875	Claro
7	0.010	47	54	0.5	0.865	Claro
8	0.020	45	54	1.0	0.865	Claro
9	0.020	46	58	1.0	0.875	Claro
10	0.020	46	41	1.0	0.877	Claro
11	0.020	46	56	0.5	0.875	Claro
12	0.010	47	56	0.5	0.866	Claro
13	0.200	47	47	3.5	0.880	Claro
14	0.060	41	56	2.0	0.874	Claro
15	0.060	41	58	2.0	0.864	Claro
16	0.020	46	55	1.0	0.877	Claro

Fuente: elaboración propia.

Cada prueba obtenida se evaluó con la tabla V de la guía IEEE C57.106-2015, la cual sugiere los límites para aceite dieléctrico mineral en servicio. Esta guía hace la referencia, que son límites sugeridos y sirven para proveer un punto de referencia, sin embargo, cada caso debe ser examinado y se debe tener la sugerencia del fabricante, además de consultar las pruebas eléctricas que se pueden ver en los estándares IEEE C57.104, IEEE C57.143 y IEEE C57.152.

Tabla V. **Límites que sugiere IEEE para aceite mineral en servicio**

Prueba	Tensión ≤ 69	> 69 -- < 230	> 230
Rigidez dieléctrica ASTM D1816			
1 mm separación			
2 mm separación	23 40	28 47	30 50
Factor de potencia			
25°C, % máximo	0.5	0.5	0.5
100°C, % máximo	5.0	5.0	5.0
Tensión interfacial ASTM D971			
mN/m mínimo	25	30	32
Número de neutralización ASTM D974			
mg KOH/g máximo	0.20	0.15	0.10
Contenido de humedad ASTM D1533			
mg/kg máximo (ppm)	35	25	20

Fuente: IEEE. (2015). *Norma IEEE C57.637-2015, Guía para la Recuperación de Aceite Dieléctrico y Criterios Para su Uso.*

Así mismo cada prueba se evaluó también con los estándares de S.D. Myers, los cuales se detallan en la tabla VI. Se considera importante recalcar que la norma del IEEE C57.106-2015 se ha publicado con el propósito de mantener la serviciabilidad del aceite dieléctrico, es decir mantener principalmente las

características de aislamiento y la capacidad de transferencia de calor por parte del aceite.

La finalidad del laboratorio S.D. Myers en el programa de mantenimiento predictivo es extender el costo efectivo de vida del equipo, lo que significa extender la vida del transformador y prevenir el daño del papel. Las características de aislamiento y la capacidad de transferencia de calor pueden continuar en aceite en servicio, que tienen una considerable concentración de oxidación y productos en descomposición (lodos).

Tabla VI. **Parámetros *Max Life* del laboratorio S.D. Myers**

Prueba	Valores aceptables	Valores cuestionables	Valores inaceptables
Rigidez dieléctrica ASTM D1816			
1 mm separación			
≤ 69 kV	≥ 23	≥ 18, > 23	< 18
> 69, < 230 kV	≥ 28	≥ 23, < 28	< 23
≥ 230 kV	≥ 30	≥ 25, < 30	< 25
2 mm separación			
≤ 69 kV	≥ 40	≥ 35, > 40	< 35
> 69, < 230 kV	≥ 47	≥ 42, < 47	< 42
≥ 230 kV	≥ 50	≥ 45, < 50	< 45
Rigidez dieléctrica ASTM D877	≥ 30	≥ 25, < 30	<25
Factor de potencia ASTM D924			
25°C	< 0.1%	≥ 0.1, < 0.3%	> 0.3%
100°C	< 3.0%	≥ 3.0, < 1.0%	> 4.0%
Tensión interfacial ASTM D971			
mN/m	≥ 32	≥ 3.0, < 4.0%	> 4.0%
Número de neutralización ASTM D974			
mg KOH/g	≤ 0.05	> 0.15, ≤ 0.10	> 0.10
Contenido de Humedad ASTM D1533			
% de saturación			
≤ 69 kV	≤ 15	> 15, < 20	≥ 20
> 69, < 230 kV	≤ 8	> 8, < 12	≥ 12
≥ 230 kV	≤ 5	> 5, < 7	≥ 7

Continuación tabla VI.

Inhibidor de oxidación ASTM D2668 (% peso)	≥ 0.20	< 0.2, ≥ 0.1	< 0.1
Color y apariencia ASTM D1524	< 3.5		> 3.5
Densidad relativa ASTM D1298 (gravedad específica)	≥ 0.84, ≤ 0.91	< 0.84	> 0.91

Fuente: Laboratorio S.D. Myers.

2.3. Historial de pruebas de transformadores

Adicional a las 6 pruebas físicas que se realizaron durante la investigación, la empresa de transporte de energía eléctrica compartió información adicional de cuatro pruebas realizadas durante 2019, dicha pruebas son químicas y estas complementan la batería de pruebas realizadas por el investigador en 2020, los resultados se despliegan en la tabla VIII.

Tabla VII. **Pruebas proporcionadas por la empresa**

Número	Prueba	Método Estándar ASTM
1	Contenido de inhibidor	ASTM D2668
2	Factor de potencia	ASTM D924
3	Contenido de humedad Karl Fischer	ASTMD1533
4	Análisis de furanos	ASTM D5837

Fuente: elaboración propia.

Después de detallar las pruebas químicas adicionales, se procede a tabular los resultados proporcionados del año 2019, en la tabla VIII.

Tabla VIII. **Historial de pruebas 2019**

Equipo	Contenido de inhibidor %	Factor de potencia % 25 y 100°C	Contenido de humedad ppm	Análisis de furanos ppb
Transformador 1	0.300	0.010/0.493	17	64
Transformador 2	0.270	0.013/0.512	14	150
Transformador 3	0.200	0.033/1.540	14	92
Transformador 4	0.020	0.029/1.140	23	79
Transformador 5	0.030	0.071/2.610	17	286
Transformador 6	0.050	0.025/1.300	18	60
Transformador 7	0.230	0.002/0.216	7	1
Transformador 8	0.020	0.013/0.673	13	312
Transformador 9	0.190	0.005/0.298	11	1
Transformador 10	0.210	0.003/0.216	9	1
Transformador 11	0.210	0.003/0.274	13	1
Transformador 12	0.210	0.066/2.580	10	1
Transformador 13	0.020	0.013/0.673	13	312
Transformador 14	0.040	0.027/1.260	23	26
Transformador 15	0.020	0.027/1.150	7	90
Transformador 16	0.020	0.006/0.345	10	1

Fuente: elaboración propia.

A continuación, se detalla en las tablas IX y X el historial recopilado y proporcionado por parte de la empresa de transporte de energía eléctrica, en donde se coloca acidez, tensión interfacial, rigidez dieléctrica, color, gravedad específica y evaluación visual en ese orden y se tabuló para cada año 2018 y 2019 respectivamente.

Tabla IX. **Historial de pruebas físicas de 2018**

Unidad	ASTM D974 mg KOH/g	ASTM D971	ASTM D877 kV	ASTM D1500	ASTM D1298	ASTM D1524
1	0.030	40	43	1.5	0.869	Claro
2	0.060	39	52	2.0	0.855	Claro
3	0.080	35	47	2.5	0.859	Claro
4	0.050	36	46	1.5	0.865	Claro
5	0.160	35	42	3.5	0.858	Claro
6	0.050	38	35	1.5	0.872	Claro
7*	-	-	-	-	-	-
8	0.020	39	51	0.5	0.864	Claro
9	0.020	45	46	0.5	0.874	Claro
10	0.020	43	45	0.5	0.875	Claro
11	0.020	44	35	0.5	0.874	Claro
12	0.010	46	44	0.5	0.865	Claro
13	0.120	34	37	3.0	0.878	Claro
14	0.040	35	51	1.5	0.872	Claro
15	0.040	40	50	1.5	0.864	Claro
16	0.020	45	49	0.5	0.877	Claro

* Transformador sin historial por haber sido instalado en 2018.

Fuente: elaboración propia.

Tabla X. **Historial de pruebas físicas de 2019**

Unidad	ASTM D974 mg KOH/g	ASTM D971	ASTM D877 kV	ASTM D1500	ASTM D1298	ASTM D1524
1	0.040	41	39	2.0	0.868	Claro
2	0.060	39	54	2.0	0.856	Claro
3	0.060	37	55	2.5	0.860	Claro
4	0.050	39	30	1.5	0.868	Claro
5	0.160	35	51	3.5	0.860	Claro
6	0.030	41	38	1.5	0.875	Claro
7	0.010	48	45	0.5	0.865	Claro
8	0.020	39	38	1.0	0.865	Claro
9	0.020	45	45	0.5	0.875	Claro
10	0.020	45	46	0.5	0.877	Claro
11	0.020	47	46	0.5	0.875	Claro

Continuación tabla X.

12	0.010	48	41	0.5	0.866	Claro
13	0.200	37	47	3.0	0.880	Claro
14	0.060	40	49	2.0	0.874	Claro
15*	-	-	-	-	-	-
16*	-	-	-	-	-	-

*No fueron realizadas las pruebas en 2019.

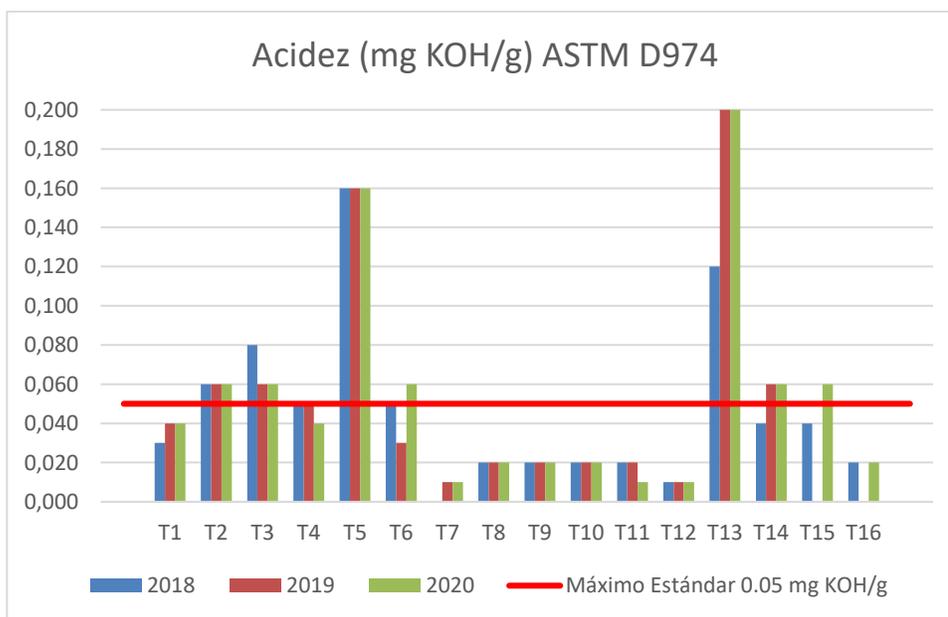
Fuente: elaboración propia.

3. PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos de las pruebas eléctricas al aceite dieléctrico, se comparan con 2 estándares, el estándar *Max Life* del laboratorio S.D. Myers y el estándar IEEE C57.106-2015, esto para identificar qué propiedades físicas son las que repercuten en el envejecimiento del aceite dieléctrico y a su vez determinar qué propiedades están fuera de control en la población de 16 transformadores de potencia.

Se inicia con el valor de la prueba de acidez o número de neutralización ASTM D974 para cada uno de los 16 transformadores. Se efectúa una gráfica de barras en donde se muestra el número de unidad de transformación y la acidez medida en mg KOH por cada gramo de la muestra, con el historial de 3 años 2018, 2019 y 2020 respectivamente. Se traza una recta en rojo como el límite máximo permitido, para esta propiedad física ambos estándares IEEE C57.106-2015 y *Max Life* de S.D. Myers, concuerdan en ubicar para un transformador de tensión mayor o igual a 230,000 V, un máximo de 0.10 mg KOH/g, dato que podemos ubicar en las tablas IV y V.

Figura 14. Gráfica historial acidez



Fuente: elaboración propia, realizado con Excel.

Las unidades 5 y 13 están fuera de control, es decir tanto para IEEE como para S.D. Myers la acidez para el aceite de estas unidades se encuentran arriba de 0.10 mg KOH/g. Por otra parte, las unidades 2, 3, 6, 14 y 15 están en el área de alerta, es decir entre 0.05 y 0.10 para *Max Life*, por eso es importante visualizar qué pasa si existe un aumento en una décima en la acidez.

Para esto se presenta fotografías de laboratorio aumentadas en un grado de 750 x, en donde se observa que cuando la acidez aumenta, aunque el aceite se oxida esta propiedad es reversible, mientras que en el aislamiento sólido este daño es irreversible. La figura 15, muestra el buen aspecto que tienen las fibras de papel inundadas en aceite dieléctrico nuevo.

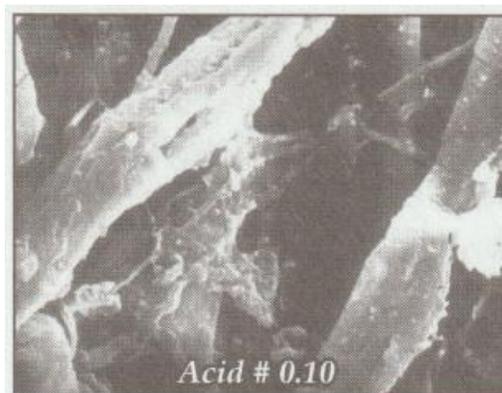
Figura 15. **Aumento 750x y aceite dieléctrico nuevo**



Fuente: *Guía para el Mantenimiento del Transformador*, (2005) página 366.

En la figura 16 se empieza a observar compuestos polares (lodos) flotando dentro del aceite dieléctrico, los cuales empiezan a adherirse a las paredes del aislamiento sólido, en este caso la acidez del aceite dieléctrico es de 0.010 mg KOH/g.

Figura 16. **Aumento 750x y aceite dieléctrico con acidez 0.10**



Fuente: *Guía para el Mantenimiento del Transformador* (2005). Página 366.

La figura 17 muestra una cantidad considerable de lodos flotando en el aceite y así mismo adheridos al aislamiento sólido, esto es con una acidez de 0.15 mg KOH/g, se observa también que el papel empieza a fracturarse y hay que tomar en cuenta que este daño físico que sufre el papel es irreversible. Si el papel se daña, consecuentemente el transformador se daña.

Figura 17. **Aumento 750x y aceite dieléctrico con acidez 0.15**



Fuente: *Guía para el Mantenimiento del Transformador*, (2005) página 366.

Es por eso que los límites *Max Life*, colocan una alerta del valor de la acidez en el rango de 0.05 a 0.10 mg KOH/g, para hacer saber al ingeniero responsable del mantenimiento predictivo, que es necesario tomar acciones, cuando la acidez llega a valores de alerta.

Para concluir el análisis de acidez, la figura 18 muestra un aceite dieléctrico que posee 0.3 de acidez, la cantidad de lodos es tan alta que no se puede observar el aislamiento sólido. El número de neutralización o acidez aumenta cuando el transformador está expuesto a una carga excesiva, opera a temperaturas superiores al límite recomendado por el fabricante, cuando está

expuesto a humedad y oxígeno, se acelera la formación de lodos y más si el aceite no cuenta con protección ante la oxidación, mediante un inhibidor a la oxidación. En el estudio realizado 9 de los 16 transformadores, que corresponde al 56.25 % no posee contenido de inhibidor, o está por debajo de 0.200 % con respecto al volumen de aceite, que es el mínimo que pide los parámetros *Max Life* de S.D. Myers.

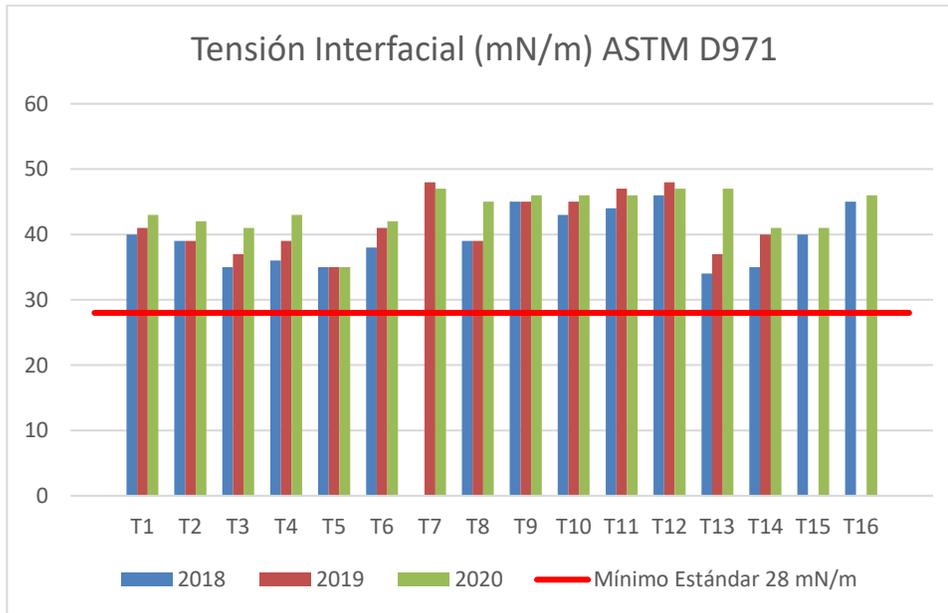
Figura 18. **Aumento 750x y aceite dieléctrico con acidez 0.30**



Fuente: *Guía para el Mantenimiento del Transformador*, (2005) página 366.

La segunda propiedad a evaluar es la tensión interfacial ASTM D971, aunque todos los transformadores están dentro del rango de aceptable, hay que tomar en cuenta que existen valores casi en el límite de investigación en las unidades 4, 5, 13 y 14.

Figura 19. **Gráfica historial tensión interfacial**



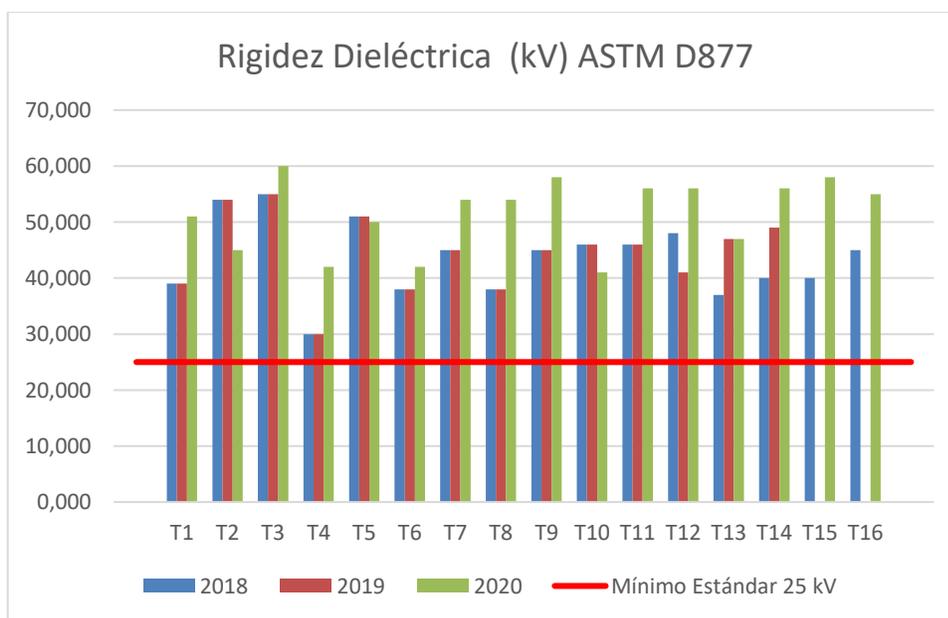
Fuente: elaboración propia, realizado con Excel.

Para las propiedades de rigidez dieléctrica ASTM D877 y densidad relativa ASTM D1298, no presenta datos fuera de rango en las unidades para todos los años. Cabe mencionar que el método ASTM D877 está más enfocado en aceites nuevos y la prueba se hizo, debido a que esta viene incluida en el paquete de *oil screen* del laboratorio S.D. Myers como parte de las pruebas físicas realizadas al aceite.

Con respecto a la prueba ASTM D1298, la prueba densidad relativa o también llamada gravedad específica, nos sirve únicamente para conocer si el aceite de la unidad está contaminado o mezclado con otro tipo de aceite que no sea mineral.

La figura 20 muestra el historial de rigidez dieléctrica ASTM D877, se visualiza que el resultado que está próximo al límite es la unidad 4. Las demás unidades de transformación se encuentran aceptables en los rangos que se muestra la tabla V, específicamente indica que el valor aceptable para un transformador de tensión mayor a 230 kV, debe ser mayor a 25 kV.

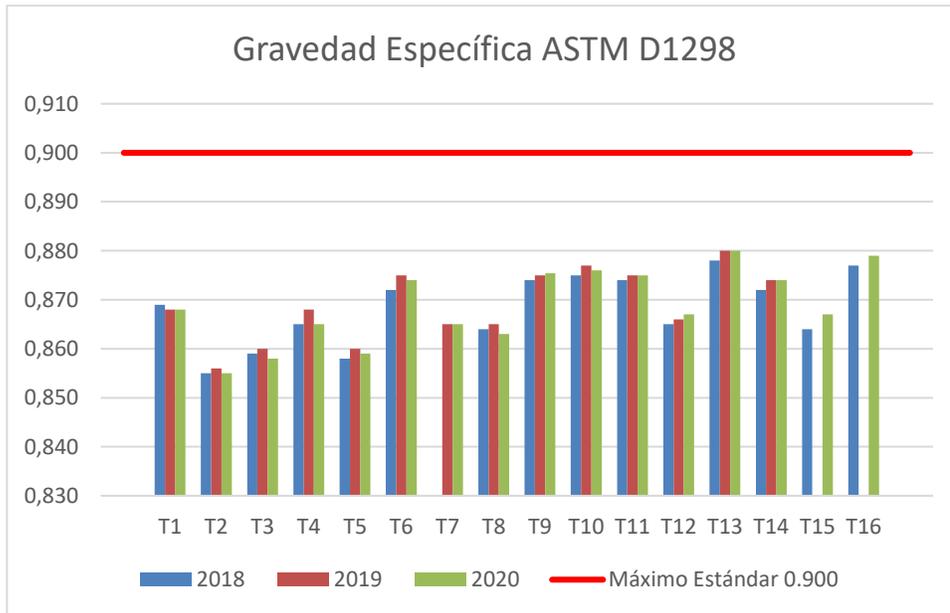
Figura 20. **Gráfica historial rigidez dieléctrica**



Fuente: elaboración propia, realizado con Excel.

La figura 21, muestra el historial y pruebas realizadas para la gravedad específica o densidad relativa, en donde el resultado de las 16 unidades de transformación concuerda, con el rango del aceite dieléctrico mineral, es decir no existe indicios de ningún tipo de contaminación en el aceite dieléctrico. Para tomar en cuenta el rango aceptable de los parámetros *Max Life*, es como mínimo 0.84 y como máximo 0.91, fuera de este rango podemos concluir una contaminación en el aceite dieléctrico de la unidad.

Figura 21. Gráfica historial gravedad específica



Fuente: elaboración propia, realizado con Excel.

La siguiente propiedad a evaluar es el color ASTM D1524, ambas normas IEEE y *Max Life* de S.D. Myers, nos dicen que el aceite debe ser cristalino, lo más parecido al agua, la figura 22 muestra aceite dieléctrico con varios colores. A medida que el color aumenta, es una indicación que el aceite dieléctrico se está oxidando. Sin embargo, no necesariamente signifique que el aceite esté en mal estado, es necesario verificar las otras propiedades para poder dar un diagnóstico apropiado.

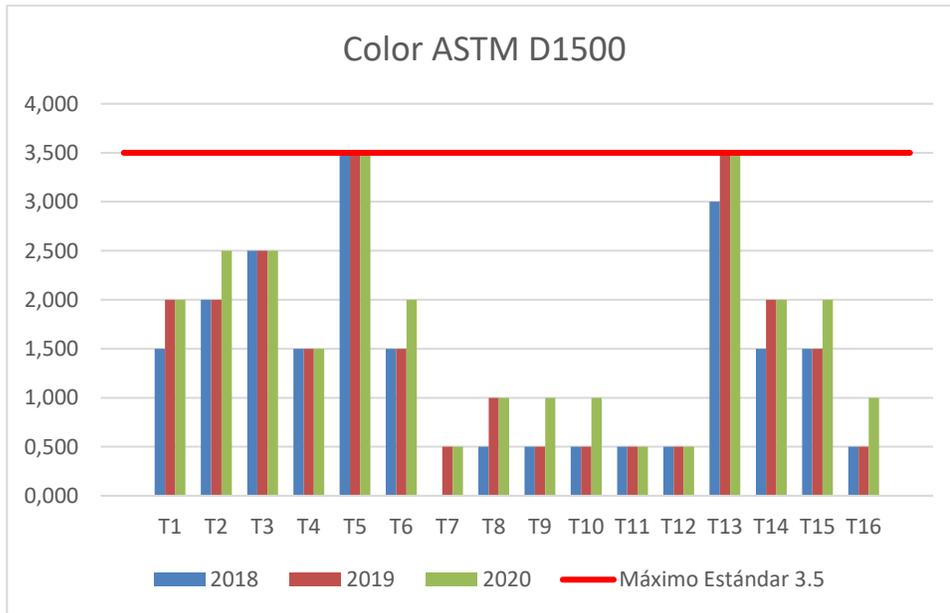
Figura 22. **Diferencia entre color 0.5 y 3.5**



Fuente: elaboración propia, realizado con Snagit 12.

Ahora se analiza el historial de pruebas y las pruebas realizadas a los transformadores, en la figura 23, se visualiza que las unidades 5 y 13 se encuentran fuera del parámetro *Max Life* de S.D. Myers, con una evaluación visual de color de 3.5 y sin sedimentos. Esto quiere decir que aún no se visualizan lodos macroscópicamente en el aceite. Según la tabla V, a partir de observar un color de 3.5 ya se encuentra arriba de los límites de la norma. Otro punto a tomar en cuenta es que la unidad 5 desde el año 2018 viene teniendo la misma tendencia en el color 3.5 durante 3 años, mientras que la unidad 13 aumentó de 3 a 3.5 en 2019 y se mantuvo en el año 2020 con el mismo valor.

Figura 23. Gráfica historial de color



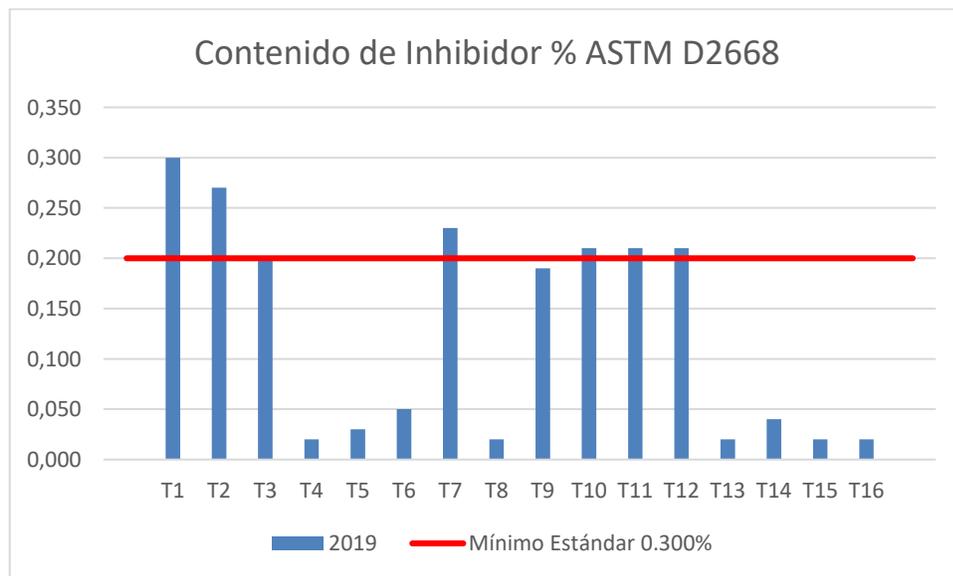
Fuente: elaboración propia, realizado con Excel.

Como parte de un análisis integral después de analizar las pruebas realizadas por el investigador, se compara el historial con otras pruebas realizadas en 2019 por parte de la empresa de transporte de energía. Éstas pruebas servirán como soporte para las conclusiones y recomendaciones, sin embargo, al no formar parte de pruebas físicas, no se tomaron en cuenta para el análisis 2020.

La figura 24 muestra el contenido de inhibidor que tiene el aceite dieléctrico, este se mide en porcentaje de masa del inhibidor con respecto a la masa del aceite. Llama la atención que el 56.25 % de los transformadores no cumple con los parámetros de contenido de inhibidor según *Max Life*, que es como mínimo 0.200 %, estas unidades son: 4, 5, 6, 8, 9, 13, 14, 15 y 16. Con esto se concluye que el aceite no posee protección contra oxidación. Así mismo se debe tomar en

cuenta que el contenido de inhibidor en el aceite disminuye con el tiempo, ya que este se consume neutralizando el oxígeno y evitando así el envejecimiento del aceite.

Figura 24. **Gráfica de contenido de inhibidor 2019**

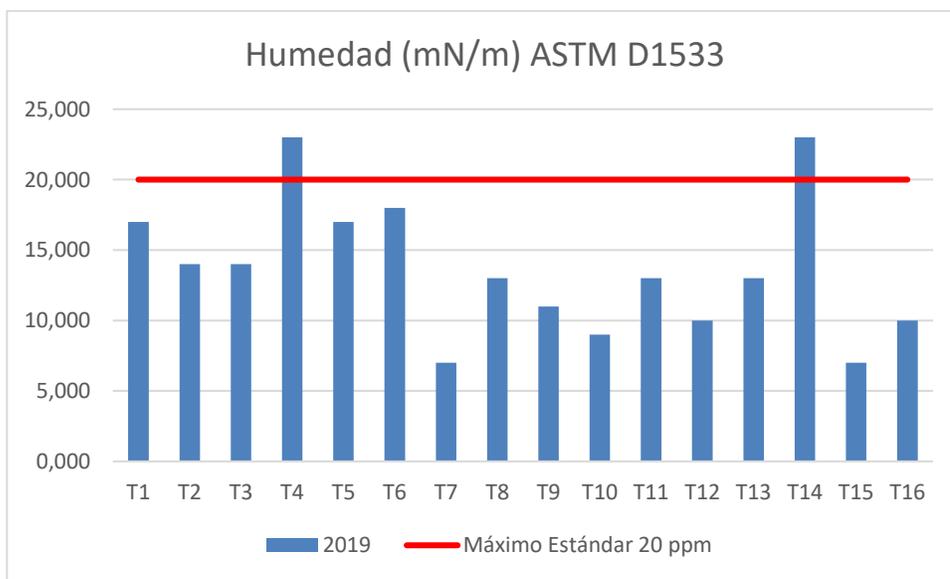


Fuente: elaboración propia, realizado con Excel.

Se finaliza el análisis de resultados con la prueba de humedad, es importante ya que, es necesario tener un transformador seco, primero por salud del parque de transformadores y segundo porque para realizar un regenerado con tierra *fuller* es necesario que el transformador se encuentre seco. Y acá se observa una gran diferencia entre los parámetros *Max Life* de S.D. Myers y el límite del IEEE C57.106-2015. La diferencia radica en que los parámetros del laboratorio buscan aumentar la vida del transformador, y el IEEE busca mantener en servicio la unidad.

La figura 25 muestra la humedad en ppm, los transformadores 4 y 14 se encuentran de forma inaceptable, esto es según el IEEE C57.106-2015, el cual se encuentra en la tabla V, a partir de 20 ppm para tensión de 230 kV están fuera de rango.

Figura 25. **Gráfica de contenido agua 2019**



Fuente: elaboración propia, realizado con Excel.

Con respecto a los parámetros de humedad de *Max Life* son mucho más estrictos y toman en cuenta 2 variables más, el porcentaje de saturación y la humedad por peso seco, que se verán en la parte 4 de esta investigación junto al software de S.D. Myers, para realizar el cálculo de estas 2 variables. El estándar IEEE C57.106-2002 en su momento utilizó el multiplicador de Myers para calcular estas variables, sin embargo, en la nueva versión del IEEE C57.106-2015 solo toman en cuenta la cantidad de humedad en ppm.

Después de revisar los resultados de las 16 unidades, se concluye que las unidades 5 y 13, tienen una elevada acidez o número de neutralización ASTM D974 de 0.16 y 0.20 mg KOH/g respectivamente y que el color ASTM D1500 evaluado en ambas unidades es de 3.5, así mismo las unidades 2, 3, 6, 14 y 15 se encuentran en el área de alerta de los parámetros *Max Life* con lo cual corre peligro de que la acidez siga en aumento y por ende la descomposición de la celulosa.

También se deduce que la oxidación del aceite está ocurriendo ya que no se detectó el contenido de inhibidor ASTM D2668 y existe generación de compuestos furanos ASTM D5837 que aparecen cuando la celulosa o aislamiento sólido se envejece por hidrólisis, pirólisis u oxidación. Para las unidades 5 y 13 se detectó 286 y 312 ppb respectivamente de furanos para las unidades 2, 3, 6, 14 y 15 se detectó 150, 92, 60, 312, 26 y 90 ppb respectivamente. Con esto se concluye que efectivamente si existe degradación del aislamiento sólido.

De los transformadores que tienen acidez alta, todos se encuentran en buenas condiciones de humedad, (excepto la unidad 14 que presenta 23 ppm de humedad), la prueba realizada ASTM D1533 se encuentra por debajo de 20 ppm de agua. Es vital conocer este dato, porque para realizar un proceso de regenerado con tierra *fuller* es necesario que el transformador se encuentre seco, (sin humedad) por tanto el transformador 14 requiere un proceso de secado antes de la recuperación de aceite dieléctrico. Esta presunción se deduce de las pruebas proporcionadas por la empresa de transporte de energía eléctrica de 2019 que coadyuvan a las pruebas realizadas en 2020.

Por lo tanto, los transformadores de potencia identificados como 2, 3, 5, 6, 13, 14 y 15 son candidatos a que por medio de un regenerado con tierra *fuller*, el

aceite dieléctrico recupere sus propiedades físicas con los valores más altos: acidez y color; y mejore sustancialmente las propiedades de tensión interfacial y rigidez dieléctrica.

Por lo tanto, se puede afirmar sin duda que la propiedad más importante para la recuperación del aceite dieléctrico es la acidez, debido a que un pequeño aumento de una décima genera un daño irreversible al aislamiento sólido, seguido en importancia, la tensión interfacial, rigidez dieléctrica y el color.

Es necesario que, para aportar una solución a largo plazo después del regenerado de aceite dieléctrico se pueda realizar la aplicación de inhibidor de oxidación hasta llegar a 0.300 % según lo dice la norma ASTM D2668 para preservar de esa forma el aceite dieléctrico.

4. PROPUESTA DE SOLUCIÓN

Después de evaluar las propiedades físicas de los 16 transformadores mediante la norma IEEE C57.106-2015, el plan de mantenimiento se divide en 2 partes (parte A y B).

La parte A se detallan los transformadores 1, 4, 7-12 y 16 los cuales no requieren regenerado de aceite dieléctrico, debido a que se determinó anteriormente que estos transformadores poseen sus propiedades físicas como aceptables.

La parte B del plan de mantenimiento preventivo, corresponde a los transformadores 2, 3, 5, 6, 13, 14 y 15 que debido a la acidez ASTM D974 y color ASTM D1500 (unidades 5 y 13), están fuera de control (según el estándar IEEE C57.106-2015 y *Max Life* de S.D. Myers), éstos requieren realizar una recuperación de las propiedades de aceite dieléctrico, en la parte B del plan de mantenimiento preventivo se detalla por qué se escoge el método de proceso de contacto mediante tierra *fuller* reactivable y sus ventajas sobre otros métodos, dicho proceso está definido en la guía IEEE C57.637-2015, luego de aplicar el método y recuperar las propiedades del aceite dieléctrico, se debe realizar nuevamente un análisis de laboratorio y comprobar que las propiedades físicas superan los límites sugeridos por la tabla 2 de la guía IEEE C57.637-2015, (tabla XI).

Tabla XI. **Requerimientos sugeridos para aceite regenerado de transformadores**

Propiedad ASTM	Límite	Método ASTM
Gravedad específica, máximo	0.91	D1298
Color, máximo	1.5	D1500
Inspección visual	Claro	D1524
Tensión interfacial, mínimo, mN/m	35	D971
Rigidez dieléctrica, mínimo, kV	30	D877
Factor de potencia, 100°C, máximo, %	1	D924
Acidez, máximo, mg KOH/g	0.05	D974
Contenido de inhibidor, máximo %	0.300	D2668
Contenido de humedad, máximo, ppm	35	D1533

Fuente: tabla 2 IEEE Std C57-637 (2015) página 2.

Además de esto para ambos planes de mantenimiento se recomiendan realizar pruebas eléctricas, termografía y otras pruebas al aceite dieléctrico de rutina según IEEE C57.152-2013 y que se detallan en la tabla XII.

Tabla XII. **Cuadro de pruebas de mantenimiento a transformadores llenos de aceite dieléctrico**

Prueba de mantenimiento	En servicio
Prueba de aislamiento del núcleo a puesta a tierra	Requerido
Pruebas al aceite dieléctrico incluido el análisis de gases disueltos	Requerido
Prueba de furanos	Opcional
Vacío	Opcional
Resistencia de aislamiento	Requerido
Resistencia de devanados	Requerido
Relación de transformación	Requerido
Corriente de excitación	Requerido
Factor de potencia/tangente delta	Requerido

Continuación tabla XII.

Descargas parciales (PD)	Opcional
Voltaje inducido	Opcional
Análisis de respuesta de barrido de frecuencia	Requerido
Respuesta de frecuencia dieléctrica	Requerido
Termografía	Requerido

Fuente: tabla 1 IEEE Std C57-152 (2013), página 5.

4.1. Plan de mantenimiento A

A continuación, se detalla el plan de mantenimiento para cada uno de los transformadores 1, 4, 7-12 y 16, que corresponde al Plan de Mantenimiento A, en el anexo 4 se detalla un resumen ejecutivo, en donde se presentan un condensado de las acciones a tomar, para la ejecución del mantenimiento preventivo de 9 unidades.

4.1.1. Transformador 1

El transformador 1 de 25,000 kVA (año de fabricación 1969) se encuentra en los parámetros de aceptable para todas las pruebas físicas realizadas en 2020. Con respecto a la prueba de contenido de inhibidor ASTM D2668 esta se encuentra en 0.300 % que es la cantidad óptima. La prueba de humedad ASTM D1533 *Karl Fischer* arroja un resultado aceptable ya que se encuentran en 17 ppm, el máximo permitido es de 20 ppm. Por lo tanto, se recomienda realizar nuevamente las pruebas en 1 año para dar seguimiento a la tendencia.

4.1.2. Transformador 4

El transformador 4 de 25,000 kVA (año de fabricación 1969) se encuentra en los parámetros de aceptable para todas las pruebas físicas realizadas en 2020, excepto la prueba de inhibidor de oxidación ASTM D2668, el cual no se detecta. La prueba de humedad ASTM D1533 *Karl Fischer* arroja un resultado inaceptable ya que se encuentran en 23 ppm, muy por arriba de 20 ppm que es el máximo permitido. Por lo tanto, a este transformador se recomienda realizar un secado con máquina de termovacio y luego aplicar inhibidor hasta que tenga un contenido de 0.300 % y posterior a eso realizar las pruebas en 1 año para dar seguimiento a la tendencia.

4.1.3. Transformador 7

El transformador 7 de 50,000 kVA (año de fabricación 2018) se encuentra en los parámetros de aceptable para todas las pruebas físicas realizadas en 2020. Con respecto a la prueba de contenido de inhibidor ASTM D2668 esta se encuentra en 0.230 % que es la cantidad óptima. La prueba de humedad ASTM D1533 *Karl Fischer* arroja un resultado aceptable ya que se encuentran en 7 ppm. Este transformador se fabricó en el año 2018 como lo muestra la placa de información y fue instalado en el año 2019, por lo que prácticamente es un transformador nuevo, se recomienda realizar las pruebas al aceite dieléctrico en 1 año para dar seguimiento a la tendencia.

4.1.4. Transformador 8

El transformador 8 de 50,000 kVA (año de fabricación 1979) se encuentra en los parámetros de aceptable para todas las pruebas físicas realizadas en 2020, excepto la prueba de inhibidor de oxidación ASTM D2668, el cual no se

detecta. La prueba de humedad ASTM D1533 *Karl Fischer* arroja un resultado aceptable ya que se encuentran en 13 ppm, debajo de 20 ppm que es el máximo permitido. La prueba de furanos ASTM D5837 muestra 312 ppb, lo que es una cantidad aceptable si tomamos en cuenta que el transformador fue fabricado en el año 1979. Por lo tanto, a este transformador se recomienda aplicar inhibidor hasta que tenga un contenido de 0.300 % y posterior a eso realizar las pruebas al aceite dieléctrico en 1 año para dar seguimiento a la tendencia.

4.1.5. Transformador 9

El transformador 9 de 50,000 kVA (año de fabricación 2008) se encuentra en los parámetros de aceptable para todas las pruebas físicas realizadas en 2020, excepto la prueba de inhibidor de oxidación ASTM D2668 la cual se encuentra ligeramente por debajo de los parámetros *Max Life*, con un contenido de 0.190 %. La prueba de humedad ASTM D1533 *Karl Fischer* arroja un resultado aceptable ya que se encuentran en 11 ppm. Por lo tanto, a este transformador se recomienda aplicar inhibidor hasta que tenga un contenido de 0.300 % y posterior a eso realizar las pruebas al aceite dieléctrico en 1 año para dar seguimiento a la tendencia.

4.1.6. Transformador 10

El transformador 10 de 50,000 kVA (año de fabricación 2008) se encuentra en los parámetros de aceptable para todas las pruebas físicas realizadas en 2020. Con respecto a la prueba de contenido de inhibidor ASTM D2668 esta se encuentra en 0.210 % que es la cantidad óptima. La prueba de humedad ASTM D1533 *Karl Fischer* arroja un resultado aceptable ya que se encuentran en 9 ppm. Por lo tanto, se recomienda realizar las pruebas al aceite dieléctrico en 1 año para dar seguimiento a la tendencia.

4.1.7. Transformador 11

El transformador 11 de 50,000 kVA (año de fabricación 2008) se encuentra en los parámetros de aceptable para todas las pruebas físicas realizadas en 2020. Con respecto a la prueba de contenido de inhibidor ASTM D2668 esta se encuentra en 0.210 % que es la cantidad óptima. La prueba de humedad ASTM D1533 *Karl Fischer* arroja un resultado aceptable ya que se encuentran en 13 ppm. Por lo tanto, se recomienda realizar las pruebas al aceite dieléctrico en 1 año para dar seguimiento a la tendencia.

4.1.8. Transformador 12

El transformador 12 de 65,000 kVA (año de fabricación 2015) se encuentra en los parámetros de aceptable para todas las pruebas físicas realizadas en 2020. Con respecto a la prueba de contenido de inhibidor ASTM D2668 esta se encuentra en 0.210 % que es la cantidad óptima. La prueba de humedad ASTM D1533 *Karl Fischer* arroja un resultado aceptable ya que se encuentran en 10 ppm. Por lo tanto, se recomienda realizar las pruebas al aceite dieléctrico en 1 año para dar seguimiento a la tendencia.

4.1.9. Transformador 16

El transformador 16 de 70,000 kVA (año de fabricación 2001) se encuentra en los parámetros de aceptable para todas las pruebas físicas realizadas en 2020, excepto la prueba de inhibidor de oxidación ASTM D2668, el cual no se detecta. La prueba de humedad ASTM D1533 *Karl Fischer* arroja un resultado aceptable ya que se encuentran en 10 ppm. Por lo tanto, a este transformador se recomienda aplicar inhibidor hasta que tenga un contenido de 0.300 % y posterior

a eso realizar las pruebas al aceite dieléctrico en 1 año para dar seguimiento a la tendencia.

4.2. Plan de mantenimiento B

A continuación, se detalla el plan de mantenimiento para cada uno de los transformadores 2, 3, 5, 6, 13, 14 y 15, que corresponde al Plan de Mantenimiento B, al final del Plan se detalla el ahorro monetario, que obtendrá la empresa de transporte de energía en estudio, realizando el mantenimiento preventivo de estos 7 transformadores.

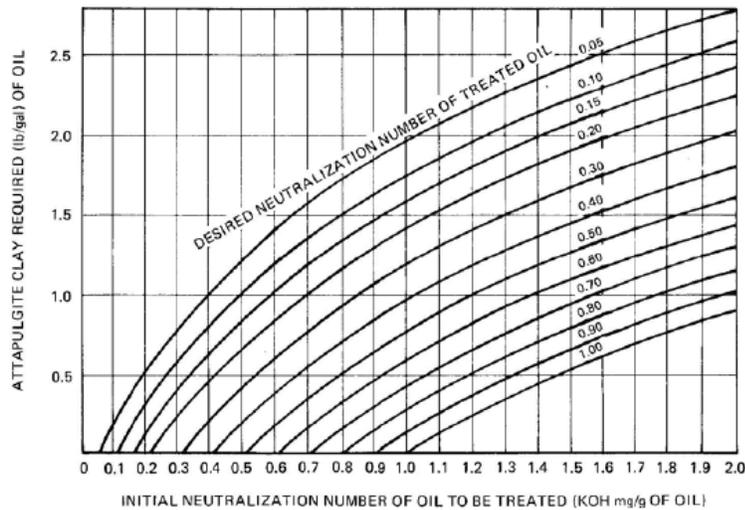
4.2.1. Regenerado a través de tierra *fuller* reactivable

La tabla I, presenta 10 métodos de regenerado de aceites, descritos en el estándar C57.637-2015. Se sitúa el método 6, que es el proceso de contacto, en donde se incluye el método de regenerado por tierra fuller reactivable. Este método tiene la ventaja que es el único que remueve los siguientes contaminantes: sólidos, agua libre, agua soluble en el aceite, ácidos volátiles y otros productos. Otra ventaja es que hace el método el más eficiente en uso de la tierra y produce un aceite uniforme.

La figura 26 muestra la cantidad de tierra *fuller* (attapulgita) requerida en libras para tratar 1 galón de aceite dieléctrico, según el número de acidez encontrado para llegar al número de acidez deseado. Por ejemplo, si se toma el valor más elevado de acidez en la población de 16 transformadores estudiados, se ubica al transformador 13 con un número de neutralización de 0.2 mg KOH/mg de aceite, para este caso llegar a un número de acidez de 0.05, requiere aproximadamente 0.64 libras de tierra *fuller* por cada galón de aceite y si se toma en cuenta que el volumen de aceite para este transformador es de 5,100 galones,

se deduce que se requieren 3,264 libras de tierra *fuller*, con lo cual se genera un problema adicional con el medio ambiente ya que esa tierra saturada requiere que sea desechada adecuadamente.

Figura 26. **Gráfica de tierra *fuller* requerida por galón de aceite**



Fuente: IEEE. (2015). *Norma IEEE C57.637-2015, Guía para la Recuperación de Aceite Dieléctrico y Criterios Para su Uso.*

Es por eso por lo que se selecciona la tierra *fuller* reactivable, ésta tiene la capacidad de regenerarse hasta 300 veces, antes de cambiar la misma. Estos sistemas regenerativos utilizan altas temperaturas para vaporizar la mayor cantidad de aceite que está atrapado dentro de la tierra *fuller* y de esa forma reutilizar y cuidar el medio ambiente.

4.2.2. Transformadores 2 y 3

Los transformadores 2 y 3, ambos de 25,000 kVA (con idéntico año de fabricación 1969) se encuentran fuera del parámetro de aceptable para la acidez

ASTM D974, que indica que debe tener un máximo de 0.05 mg KOH/g y el resultado ambos transformadores es de 0.06, todas las demás pruebas se encuentran en aceptable.

Sin embargo, se conoce que la acidez es una de las pruebas más importantes porque muestra la integridad del aislamiento sólido, por lo tanto, es necesario realizar un regenerado de aceite dieléctrico ya que se puede confirmar que existe degradación del aislamiento sólido por la existencia de furanos (150 y 92 ppb respectivamente), información que extraída de la tabla VIII. Debido a que el transformador tiene más de 35 años, el regenerado no puede ser en línea, es decir con el transformador energizado, por recomendación del Std IEEE C57.637-2515.

Después de que sea realizado el regenerado de aceite dieléctrico, se debe asegurar que las propiedades superen los valores de la tabla XI, con otro análisis al aceite dieléctrico regenerado y continuar su monitoreo con las pruebas en 1 año.

4.2.3. Transformador 5 y 13

Los transformadores 5 y 13, de 25,000 y 50,000 kVA respectivamente (años de fabricación 1969 y 1979) se encuentra fuera del parámetro de aceptable para la acidez ASTM D974, que indica que debe tener un máximo de 0.05 mg KOH/g y los resultados de los transformadores son de 0.16 y 0.20 respectivamente, los dos valores más altos del parque de transformadores. Así mismo la prueba de color ASTM D1500 se encuentra fuera de rango para ambos transformadores, encontrándose en 3.5 en la escala de color.

Para ambas unidades es necesario realizar un regenerado de aceite dieléctrico, se puede confirmar que existe una alta degradación del aislamiento sólido por la existencia de furanos en este caso 286 y 312 ppb respectivamente, información obtenida de la tabla VIII. Debido a ambos transformadores tienen más de 35 años, el regenerado no puede ser en línea, es decir con el transformador energizado, por recomendación del Std IEEE C57.637-2015.

Después de que sea realizado el regenerado de aceite dieléctrico, se debe asegurar que las propiedades superen los valores de la tabla XI, con otro análisis al aceite dieléctrico regenerado y continuar su monitoreo con las pruebas en 1 año.

4.2.4. Transformadores 6, 14 y 15

Los transformadores 6, 14 (25,000 kVA y año de fabricación 1969) y 15, (50,000 kVA y año de fabricación 1979) se encuentran fuera del parámetro de aceptable para la acidez ASTM D974, que indica que debe tener un máximo de 0.05 mg KOH/g y el resultado para los 3 transformadores es de 0.06. Por lo que se requiere realizar el regenerado con tierra *fuller* reactivable para las 3 unidades. Un punto muy importante es que el transformador 14 presenta el parámetro de humedad ASTM D1533 fuera de rango con 23 ppm y siendo el límite 20 ppm.

Según el Std C57.637-2015 primero se debe realizar un proceso de secado al transformador, por medio de termovacio y luego realizar el regenerado de aceite dieléctrico, ya que, de no realizarlo las tierras *fuller* se saturarían más rápido y esto haría el proceso menos eficiente. Al finalizar el regenerado, se requiere la aplicación de inhibidor de oxidación para que este pueda ubicarse en 0.3 % del peso del aceite, tal y como se requiere según parámetros de la tabla XI.

4.2.5. Estimación de ahorro monetario.

Se detalla para el Plan de Mantenimiento B, 7 transformadores con necesidad de regeneración de aceite dieléctrico (unidades 2,3,5,6,13,14 y 15), la suma del volumen de aceite dieléctrico de las unidades, según datos de la tabla II, arroja la cantidad de 23,598 galones de aceite a regenerar. Si no se realizara el regenerado de aceite dieléctrico, se tendría que reemplazar el mismo y lo tanto se tendrá que comprar el aceite dieléctrico nuevo.

El precio promedio en el mercado, para un tonel de aceite dieléctrico (el cual tiene 55 galones) es de Q5,000.00; realizando la división $23,598/55= 429$ proporciona la cantidad de toneles a comprar, que multiplicado por el precio $429(Q5,000.00) = Q2,145,000.00$.

Por lo tanto, regenerar el aceite dieléctrico, se tendría un ahorro directo en la compra de Q2,145,000.00. Adicional a eso en la gráfica 26 se observa que se requiere de 0.64 libras de tierra *fuller* para llegar a un número de acidez de 0.05, por cada galón de aceite. Realizando el regenerado con tierra *fuller* reactivable (reusamos estas tierras) se ayuda a preservar el medio ambiente de evitar desechar $23,598(0.64) = 15,102.72$ libras de tierra *fuller* convencional.

4.3. Análisis externo

Al obtener los resultados de la presente investigación, procedemos a evaluar de forma crítica si contesta a los antecedentes presentados en la investigación.

Agudelo y Cardona (2010), presentan una tabla de ventajas y desventajas de los tratamientos en tierra *fuller* y posicionan al tratamiento térmico, como el

más eficiente. Este tratamiento consiste en calentar por medio de resistencias la tierra *fuller* y por consiguiente se evapora el aceite saturado, pudiendo utilizar la tierra hasta 300 veces según el Std IEEE C57.637-2015. Por lo tanto, la elección del investigador en el método a utilizar concuerda con los antecedentes presentados.

Pettersson, Melzer, Bengtsson y Fantana (2008) describen en su estudio un algoritmo para evaluar el riesgo de transformadores, el procedimiento utilizado para la presente investigación fue emplear un método estructurado en reglas donde se analizan las pruebas de manera individual para cada transformador, método el cual describen los autores, por lo que el antecedente se valida perfectamente.

Martínez (2008) determinó que el regenerado con tierra *fuller* reactivable frente al regenerado con tierra fuller desechable o cambio de aceite, tiene mayores beneficios técnicos, económicos y ecológicos, antecedente que se valida, en el trabajo de investigación.

Álvarez y del Pozo (2007), proporcionaron clasificación de ensayos a transformadores de potencia, los cuales fueron utilizados a lo largo de la investigación junto con los estándares IEEE para guiar la metodología de evaluación de las propiedades físicas del aceite dieléctrico.

Briones (2005) realizó un análisis técnico y económico de la recuperación de aceite dieléctrico con tierra *fuller*, con lo cual se valida perfectamente el método escogido en la presente investigación.

4.4. Análisis interno

La elección de los transformadores de potencia a realizarle el estudio de pruebas eléctricas al aceite dieléctrico, de la empresa de transporte de energía eléctrica fue en base al total de la población de transformadores de la subestación. Es decir, se tomó cada uno de los 16 transformadores de potencia existentes en el parque. Debido a lo anterior, la elección del total de la población de transformadores de potencia, hace que la investigación posea validez interna.

CONCLUSIONES

1. Las propiedades más importantes para la recuperación del aceite dieléctrico son la acidez, tensión interfacial y color. El aumento de una décima en el valor, hace que aumente considerablemente la cantidad de lodos dentro del transformador, lo que hace que la tensión interfacial disminuya y el color del aceite aumente.
2. Se determinó que la frecuencia de monitoreo para el Plan de Mantenimiento A, corresponde a un 1 año, debido a que los parámetros se encuentran en condición aceptable. El Plan de Mantenimiento B, muestra pruebas de acidez y color en condición inaceptable, por lo tanto, se debe regenerar el aceite dieléctrico.
3. Se estableció que, al realizar el Plan de Mantenimiento Preventivo, para la recuperación de las propiedades físicas del aceite dieléctrico, mediante tierra *fuller* reactivable, proporciona un ahorro en la compra de 23,598 galones de aceite, que equivale a Q. 2,145,000.00, y una ayuda al medio ambiente evitando el desecho del aceite usado y 15,102.72 libras de tierra *fuller* convencional.

RECOMENDACIONES

1. Para complementar las pruebas físicas realizadas, es necesario realizar las pruebas de humedad ASTM D1533 y gases disueltos ASTM 3612, para contribuir las labores y necesidades del Plan de Mantenimiento.
2. Una vez determinada la frecuencia de monitoreo de las propiedades del aceite, es necesario revalidar los resultados de las pruebas al aceite, realizando un nuevamente un muestreo al aceite dieléctrico de cada unidad. Se recomienda realizar pruebas eléctricas complementarias al transformador que detallan la tabla XII.
3. Se recomienda documentar en tablas y gráficas, los costos monetarios del mantenimiento, con la finalidad de simular diferentes escenarios y encontrar el máximo ahorro.

REFERENCIAS

1. Agudelo, E. y Cardona, S. (Octubre, 2010). Análisis Preliminar del Tratamiento Físicoquímico y Biológico del Aceite Dieléctrico Presente en Tierra Fuller. *Dyna*, 78(167), 193-202. Recuperado de <https://revistas.unal.edu.co/index.php/dyna/article/view/25788/262>
11
2. Álvarez, R. y del Pozo, M. (Mayo, 2007). Mantenimiento De Transformadores de Potencia. *XII ERIAC - Encuentro Regional Ibero-americano del CIGRÉ*. Recuperado de <https://docplayer.es/21311918-Mantenimiento-de-transformadores-de-potencia.html>.
3. American Society for Testing and Materials. (2012). *ASTM D1533-12 Standard Test Method for Water in Insulating Liquids by Coulometric Karl Fischer Titration*. West Conshohocken: Autor. Recuperado de <https://pdfcoffee.com/astm-d1533-water-in-insulating-liquidspdf-pdf-free.html>.
4. American Society for Testing and Materials. (2012). *ASTM D971 -12 Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method*. West Conshohocken: Autor. Recuperado de <http://yiqi-oss.oss-cn-hangzhou.aliyuncs.com/aliyun/900100176/solution/5050.pdf>.

5. American Society for Testing and Materials. (2013). *ASTM D2668-07 Standard Test Method for 2,6-di-tert-Butyl-p-Cresol and 2,6-di-tert-Butyl Phenol in Electrical Insulating Oil by Infrared Absorption*. West Conshohocken: Autor. Recuperado de <https://www.astm.org/Standards/D2668.htm>.
6. American Society for Testing and Materials. (2013). *ASTM D877 / D877M-13 Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes*. West Conshohocken: Autor. Recuperado de <https://www.astm.org/DATABASE.CART/HISTORICAL/D877D877M-13.htm>.
7. American Society for Testing and Materials. (2014). *ASTM D974-14e2 Standard Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration*. West Conshohocken: Autor. Recuperado de <https://www.astm.org/DATABASE.CART/HISTORICAL/D974-14E2.htm>.
8. American Society for Testing and Materials. (2015). *ASTM D1524-15 Standard Test Mehtod for Visual Examination of Used Electrical Insulating Liquids in the Field*. West Conshohocken: Autor. Recuperado de <https://www.astm.org/Standards/D1524.htm>.
9. American Society for Testing and Materials. (2015). *ASTM D5837-15 Standard Test Method for Furanic Compounds in Electrical Insulating Liquids by High-Performance Liquid Chromatography (HPLC)*. West Conshohocken: Autor. Recuperado de <https://www.astm.org/Standards/D5837.htm>.

10. American Society for Testing and Materials. (2015). *ASTM D923-15 Standard Practices for Sampling Electrical Insulating Liquids*. West Conshohocken: Autor. Recuperado de <https://www.astm.org/Standards/D923.htm>.
11. American Society for Testing and Materials. (2015). *ASTM D924-15 Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids*. West Conshohocken: Autor. Recuperado de <https://www.astm.org/Standards/D924.htm>.
12. American Society for Testing and Materials. (2017). *ASTM D1298-12b Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method*. West Conshohocken: Autor. Recuperado de <https://www.astm.org/Standards/D1298.htm>.
13. American Society for Testing and Materials. (2017). *ASTM D1500-12 Standard Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale)*. West Conshohocken: Autor. Recuperado de <https://www.astm.org/Standards/D1500.htm>.
14. American Society for Testing and Materials. (2018). *ASTM D117-18 Standard Guide for Sampling, Test Methods, and Specifications for Electrical Insulating Liquids*. West Conshohocken: Autor. Recuperado de <http://file.yizimg.com/175706/2011090722190773.pdf>.

15. Briones, M. (2005). *Análisis Técnico y Económico de la Recuperación de los Aceites Dieléctricos con Tierra Fuller y Desludificación de Bobinados de Transformadores* (Tesis de licenciatura). Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador. Recuperado de <https://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/42430/D-84186.pdf?sequence=-1&isAllowed=y>.
16. Gallo, E. (2005). *Diagnóstico y Mantenimiento de Transformadores en Campo*. Bogotá, Colombia: Gerencia y Diseño.
17. Garrido, S. (2003). *Organización y Gestión Integral de Mantenimiento*. Madrid: Ediciones Díaz de Santos, S.A.
18. Gill, P. (1997). *Electrical Power Equipment Maintenance and Testing*. United States of America: CRC Press.
19. Guerrero, R. y Melero, V. (2012). *Montaje y Mantenimiento de Transformadores*. España: INNOVA.
20. Harlow, J. (2012). *Electric Power Transformer Engineering*. United States of America: CRC Press.
21. Horning, M., Kelly, J., Myers, S. y Stebbins, R. (2005). *Guía para el Mantenimiento del Transformador*. Estados Unidos: TMI.
22. Institute of Electrical and Electronic Engineers. (2013). *IEEE C57.152-2013 Guide for Diagnostic Field Testing of Power Transformers*.

23. Institute of Electrical and Electronic Engineers. (2015). *IEEE C57.106-2015 Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment*. Estados Unidos: Autor.
24. Institute of Electrical and Electronic Engineers. (2015). *IEEE C57.637-2015 Guide of Reclamation of Mineral Insulating Oil and Criteria of Its Use*. Estados Unidos: Autor.
25. Institute of Electrical and Electronic Engineers. (2019). *IEEE C57.93-2019 Guide for Installation and Maintenance of Liquid-Immersed Power Transformers*. Estados Unidos: Autor.
26. Martínez, M. (2008). *Mantenimiento Preventivo a Transformadores de Potencia Por Medio de Análisis de Aceite Dieléctrico y Técnicas Complementarias* (Tesis de Maestría). Universidad de San Carlos de Guateamala, Guatemala. Recuperado de <http://www.repositorio.usac.edu.gt/5168/1/MARCO%20JUNIO%20MART%C3%8DNEZ%20HERN%C3%81NDEZ.pdf>.
27. Pettersson, L., Melzer, L., Bengtsson, C. y Fantana, N. (Enero, 2008). El Problema de los Grandes Transformadores. *Revista ABB*, Vol Único, 29-33. Recuperado de https://library.e.abb.com/public/3e0019c5ae25ab83c1257427004095b3/29-33%201M808_SPA72dpi.pdf.
28. Trashorras, J. (2015). *Subestaciones Eléctricas*. España: Ediciones Parainfo.

ANEXOS

Anexo 1. Formulario de inspección visual



Field Copy Report of TRANSFORMER and REGULATOR Survey		TC #:
Date _____ Technician _____	(Circle/Check Choices Below)	
Customer Number _____	Tests & Packages	
Customer Name _____	CriticalPac SilPac OS(D877) PF Metals	
Sub Name _____	PowerPac 1 SilPac Plus DBPC Furan PCB	
Unit No. _____	PowerPac 2 WecPac Reg-Single Reg-Step Reg-Three	
Other _____	Distribution AskPac Natural Ester Pac S-FluidPac	
Manuf. _____ Manuf. Date _____	<input type="checkbox"/> DGA # _____ <input type="checkbox"/> KF (Oil Sample Temp.) _____ °C (syringe #) (NEEDED FOR % SAT CALCULATION)	
Serial No. _____	Specialty Testing	
kVA _____ Insulation Type: Heat Rise _____ °C	Particle Count* Flash/Fire Point* AGE	
High Voltage _____ Delta _____ Wye _____	Particle & Filming* Viscosity* DP	
Low Voltage _____ Delta _____ Wye _____	Corrosive Sulfur* D1816** 2 mm gap 1 mm gap	
Total Weight _____ lbs. _____ kg	Resistivity* Other*:	
Transformer Class _____	*Additional Plastic Bottle **D1816: 16 oz Glass, per gap tested	
Impedance _____ %	Liquid Type	
Phase/Cycle: _____ Ph. / _____ Hz	Oil FR 3 Beta Env-200	
_____ Gallons _____ liters _____ kg	Silicone Biotemp Alpha-1 Other _____	
	R-Temp Luminol Midel	
	Hazmat Shipping Required for the following Liquid Types:	
	Askarel / Pyranol Wecosol Perclene	
	Wemco-NF PCB Contaminated Sample >=450 ppm	
	Equipment Type	
	Transformer Cabinet Pop Top Precipitator Rectifier	
	GSU WGSU WTSU Auto Transf. Reactor	
	Regulating Transf. Furnace Induction Furnace	
	Step Volt. Regulator Other: _____	
	Location	
	<input type="checkbox"/> Outdoor <input type="checkbox"/> Platform _____ ft. high	
	<input type="checkbox"/> Ground <input type="checkbox"/> Mezzanine _____ ft. high	
	<input type="checkbox"/> Basement <input type="checkbox"/> Roof _____ ft. high	
	<input type="checkbox"/> Indoor- Floor # _____ <input type="checkbox"/> Pole _____ ft. high	
	Additional Equipment	
	Radiators: Yes No Oil Pumps: Yes No	
	Fans: Yes No LTC Comp: Yes No	
	H2O Cooled: Yes No	
	Bushing Location: <input type="checkbox"/> Top <input type="checkbox"/> Side <input type="checkbox"/> Top&Side	
	<input type="checkbox"/> Top Enclosed <input type="checkbox"/> Side Enclosed	
	Valve Extension System: <input type="checkbox"/> None <input type="checkbox"/> Top	
	<input type="checkbox"/> Bottom <input type="checkbox"/> Top & Bottom	
	Service Information	
	Top FPV _____ in. Valve Plug	
	Bottom FPV _____ in. Valve Plug	
	Valve Location: HV Side LV Side	
	Other Access: <input type="checkbox"/> Bolted Top <input type="checkbox"/> Explosion Vent	
	<input type="checkbox"/> Top Inspection Plate <input type="checkbox"/> Pressure Relief Device	
	Other: _____	
	Hose Length _____ ft. _____ meters	
	Service On Line: Yes No	
	Power Available: Yes No	
	Full-vacuum Rating: Yes No	
	COMMENTS:	
	rev. 10/23/14	
Visual Inspection / Gauge Readings		
Liquid Level: Very Low Low Normal High		
Top Liquid Temperature: _____ °C		
Press./Vac Gauge Reading:		
Pressure (+) _____ Vacuum (-) _____		
Paint: Good Fair Poor		
Leaks: No Yes		
If Yes, where?		
Additional Information:		
Conservator & Breather: <input checked="" type="checkbox"/> one of the following combinations:		
<input type="checkbox"/> Conservator: No / Breather: Free/Desiccant		
<input type="checkbox"/> Conservator: No / Breather: Free		
<input type="checkbox"/> Conservator: No / Breather: N2 System		
<input type="checkbox"/> Conservator: No / Breather: N2 Blanket		
<input type="checkbox"/> Conservator: Yes / Breather: Bladder		
<input type="checkbox"/> Conservator: Yes / Breather: Free/Desiccant		
<input type="checkbox"/> Conservator: Yes / Breather: Free		
Desiccant Condition: <input type="checkbox"/> Good <input type="checkbox"/> Needs Replaced		

SDMyers.com | 330.630.7000 | 180 South Avenue, Tallmadge, Ohio 44278, USA

Fuente: Laboratorio de S.D. Myers.

Anexo 2. **Certificación Inspección y muestreo de aceite dieléctrico del autor**



Fuente: Laboratorio de S.D. Myers.

Anexo 3. **Certificación de *Master Transformer Reliability Professional***
del autor



Fuente: Laboratorio de S.D. Myers.

