



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

**DISEÑO Y ELABORACIÓN DE SOFTWARE EN JAVA PARA EL ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO
DE GASES DISUELTOS Y ENSAYOS FÍSICOS, QUÍMICOS Y ELÉCTRICOS AL ACEITE DE
LOS TRANSFORMADORES DE LA ETCEE-INDE**

Luis Enrique Fuentes Quiroa

Asesorado por el Ing. Edgar René Rosito Monzón

Guatemala, enero 2020

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO Y ELABORACIÓN DE SOFTWARE EN JAVA PARA EL ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO
DE GASES DISUELTOS Y ENSAYOS FÍSICOS, QUÍMICOS Y ELÉCTRICOS AL ACEITE DE
LOS TRANSFORMADORES DE LA ETCEE-INDE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

LUIS ENRIQUE FUENTES QUIROA

ASESORADO POR EL ING. EDGAR RENÉ ROSITO MONZÓN

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO 2020

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabella Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martinez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Cristhian Moisés de la Cruz Leal
VOCAL V	Br. Kevin Armando Cruz Lorente
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Víctor Manuel Ruiz Hernández
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
EXAMINADOR	Ing. Luis Manuel Pérez Archila
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

DISEÑO Y ELABORACIÓN DE SOFTWARE EN JAVA PARA EL ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DE GASES DISUELTOS Y ENSAYOS FÍSICOS, QUÍMICOS Y ELÉCTRICOS AL ACEITE DE LOS TRANSFORMADORES DE LA ETCEE-INDE

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha mayo de 2015.



Luis Enrique Fuentes Quiroa

Guatemala, 28 de mayo de 2019

Ingeniero

Saúl Cabezas

Coordinador Área de Potencia

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

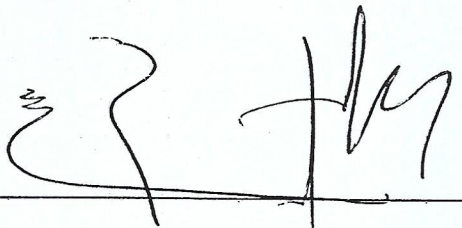
Facultad de Ingeniería

Señor Coordinador:

Por este medio le informo, que he asesorado el trabajo de graduación titulado: "DISEÑO Y ELABORACIÓN DE SOFTWARE EN JAVA PARA EL ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DE GASES DISUELTOS Y ENSAYOS FÍSICOS, QUÍMICOS Y ELÉCTRICOS AL ACEITE DE LOS TRANSFORMADORES DE LA ETCEE-INDE" desarrollado por el estudiante **Luis Enrique Fuentes Quiroa**, quien se identifica con el CUI 2400 54245 0101 y registro académico No. 2012-13265, previo a optar por el título de Ingeniero Mecánico Electricista.

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

Sin otro particular, me despido cordialmente.



Ing. Edgar René Rosito Monzón

Jefe de Subestaciones ETCEE-INDE

Colegiado 6043

Edgar René Rosito Monzón
ING. MECÁNICO ELECTRICISTA
Colegiado No. 6043



REF. EIME 70. 2019.
11 de OCTUBRE 2019.

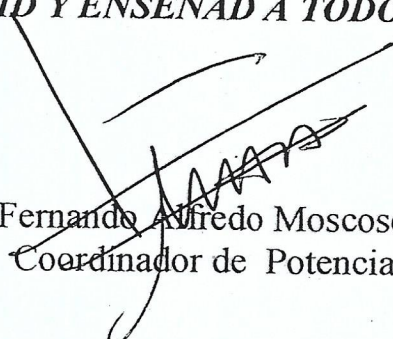
Señor Director
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO Y ELABORACIÓN DE SOFTWARE EN JAVA PARA EL ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DE GASES DISUELTOS Y ENSAYOS FÍSICOS, QUÍMICOS Y ELÉCTRICOS AL ACEITE DE LOS TRANSFORMADORES DE LA ETCEE-INDE** del estudiante; **Luis Enrique Fuentes Quiroa**, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador de Potencia





REF. EIME 70. 2019.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: LUIS ENRIQUE FUENTES QUIROA titulado; DISEÑO Y ELABORACIÓN DE SOFTWARE EN JAVA PARA EL ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DE GASES DISUELTOS Y ENSAYOS FÍSICOS, QUÍMICOS Y ELÉCTRICOS AL ACEITE DE LOS TRANSFORMADORES DE LA ETCEE-INDE, procede a la autorización del mismo.

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo

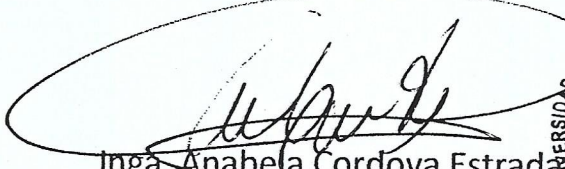



GUATEMALA, 15 DE OCTUBRE 2019.

DTG. 017.2020

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 Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO Y ELABORACIÓN DE SOFTWARE EN JAVA PARA EL ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DE GASES DISUELTOS Y ENSAYOS FÍSICOS, QUÍMICOS Y ELÉCTRICOS AL ACEITE DE LOS TRANSFORMADORES DE LA ETCCE-INDE**, presentado por el estudiante universitario: **Luis Enrique Fuentes Quiroa**, 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, enero de 2020

/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por guiarme y darme los talentos necesarios para poder cumplir mis metas.
Mis padres	Luis Fuentes y Nora Quiroa, por su sacrificio para darme la oportunidad de seguir mis estudios.
Mis hermanos	Por apoyarme todos estos años.
Mi tía Miriam Quiroa y mi tío Omar Villatoro	Por ayudarme a seguir adelante con su apoyo en las situaciones difíciles.

AGRADECIMIENTOS A:

Dios	Por siempre darme la sabiduría y la fuerza para seguir adelante.
Mis papás	Por ser los guías en mi vida y apoyo incondicional en todo momento.
Mi familia	Por siempre apoyarme y darme el cariño humano necesario para seguir adelante.
Universidad de San Carlos de Guatemala y Facultad de Ingeniería	Por darme la oportunidad de lograr mi meta profesional.
Instituto Nacional de Electrificación y los compañeros que allí conocí	Por toda la ayuda desinteresada que me dieron para realizar mi trabajo de graduación y ayudarme a dar el primer paso de mi carrera.
Mis amigos	Por estar conmigo en cada momento de mi carrera y ayudarme en las dificultades que afrontamos juntos.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1. EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ETCEE) Y EL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN (INDE)	1
1.1. Historia de la empresa.....	1
1.2. Actividades de la empresa.....	3
1.3. Estructura organizacional	4
1.3.1. Organización del INDE	5
1.3.2. Organización de la ETCEE	6
1.4. Ubicación.....	9
1.5. Mercado objetivo	11
2. EL TRANSFORMADOR.....	13
2.1. El transformador de potencia.....	13
2.2. Transformadores de potencia sumergidos en aceite.....	17
2.2.1. Diseño constructivo	17
2.2.1.1. Núcleo	17
2.2.1.2. Devanados.....	19
2.2.1.3. Cuba	21

2.2.1.4.	Sistema de refrigeración.....	23
3.	ACEITE PARA TRANSFORMADORES.....	27
3.1.	Aceites aislantes, aplicación y función	27
3.1.1.	Aceite como refrigerante	27
3.1.2.	Aceite como medio aislante.....	29
3.2.	Detección de fallas debidas a gases disueltos en transformadores	30
3.2.1.	Descargas parciales	30
3.2.2.	Sobrecalentamiento	31
3.2.3.	Arcos eléctricos	31
3.2.4.	Fallas secundarias	33
3.3.	Origen de los gases combustibles	34
3.3.1.	El aceite material.....	34
3.3.1.1.	Sobrecalentamiento	35
3.3.1.2.	Pirólisis del aceite.....	35
3.3.2.	Celulosa	36
3.3.2.1.	Sobrecalentamiento	36
3.3.2.2.	Pirólisis de la celulosa	37
4.	PRUEBAS AL ACEITE DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	39
4.1.	Análisis de gases disueltos	39
4.1.1.	Método de Dörnenburg	41
4.1.2.	Método de Rogers.....	42
4.1.3.	Método de Duval	43
4.1.4.	Método de IEC 60599	51
4.1.5.	Método de gases clave	52
4.2.	Pruebas físicas, químicas y eléctricas al aceite	54
4.2.1.	Pruebas físicas.....	54

4.2.1.1.	Viscosidad	55
4.2.1.2.	Aspecto visual.....	56
4.2.1.3.	Color según ASTM	56
4.2.1.4.	Tensión interfasial.....	58
4.2.1.5.	Gravedad específica.....	59
4.2.1.6.	Índice de PCB.....	59
4.2.1.7.	Contenido de furanos	60
4.2.2.	Pruebas químicas	62
4.2.2.1.	Número de neutralización.....	62
4.2.2.2.	Contenido de agua	64
4.2.2.3.	Inhibición de oxidación	66
4.2.3.	Pruebas eléctricas	66
4.2.3.1.	Rigidez dieléctrica.....	67
4.2.3.2.	Factor de potencia	69
5.	PROPUESTA DE PROGRAMA BASADO EN NORMAS INTERNACIONALES	71
5.1.	Algoritmo del programa	71
5.1.1.	Cromatografía de gases	71
5.1.1.1.	Método de Dörnenburg.....	71
5.1.1.2.	Método de Rogers	74
5.1.1.3.	Método de Duval.....	75
5.1.1.4.	Método IEC.....	77
5.1.2.	Ensayos físicos, químicos y eléctricos.....	80
5.2.	Base de datos propuesta.....	85
5.2.1.	Pantalla de interface de la base de datos.....	86
5.2.2.	Tablas de base de datos y sus relaciones.....	88
5.3.	Análisis de gases disueltos.....	96
5.3.1.	Uso del programa	96

5.3.2.	Cálculos por realizar.....	101
5.3.3.	Hoja de diagnóstico.....	106
5.4.	Ensayos físicos, químicos y eléctricos.....	106
5.4.1.	Uso del programa.....	107
5.4.2.	Especificaciones del programa.....	108
5.4.3.	Hoja de diagnóstico.....	108
6.	PRUEBA DEL PROGRAMA EN TRANSFORMADORES DEL SISTEMA CENTRAL DE LA ETCEE-INDE.....	109
6.1.	Transformadores de potencia en subestación Escuintla.....	109
6.1.1.	Transformador banco 2.....	109
6.1.2.	Transformador de reserva.....	111
6.2.	Transformadores de potencia en subestación Guatemala este.....	113
6.2.1.	Transformador banco 1.....	114
6.2.2.	Transformador banco 2.....	115
6.3.	Transformadores de potencia en subestación Guatemala norte.....	117
6.3.1.	Transformador banco 2.....	118
6.3.2.	Transformador banco 3.....	119
6.3.3.	Transformador banco 4.....	121
6.3.4.	Transformador de reserva.....	123
6.4.	Transformadores de potencia en subestación Guatemala sur.....	125
6.4.1.	Transformador banco 2.....	126
6.4.2.	Transformador banco 1.....	127
6.4.3.	Transformador banco 4.....	129
6.4.4.	Reactor trifásico.....	131
6.4.5.	Transformador banco 5.....	133

CONCLUSIONES	135
RECOMENDACIONES	137
BIBLIOGRAFÍA.....	139
ANEXOS	143

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Organigrama del INDE	6
2.	Organigrama de la ETCEE.....	8
3.	Diagrama elemental del transformador	16
4.	Tipos de núcleos	19
5.	Cuba de un transformador	22
6.	Diagrama de frecuencia de muestreo, válido para Dörnenburg y Rogers 43	
7.	Ejemplo de triángulo de Duval	49
8.	Prueba y equipo para determinar el color	57
9.	Correlación del grado de polimerización con el log(2FAL) para diferentes temperaturas	61
10.	Equipo para el contenido de agua.....	65
11.	Recipiente de prueba de rigidez dieléctrica.....	68
12.	Diagrama de flujo, método de Dörnenburg	72
13.	Diagrama de flujo, método Rogers.....	74
14.	Diagrama de flujo, método de Duval	76
15.	Diagrama de flujo, método de IEC	78
16.	Diagrama de flujo, ensayos físicos, químicos y eléctricos para un voltaje menor a 69KV.....	81
17.	Diagrama de flujo, ensayos físicos, químicos y eléctricos para voltajes entre 69KV y 230KV.	82
18.	Diagrama de flujo, ensayos físicos, químicos y eléctricos para un voltaje mayor a 230KV	83

19.	Diagrama de flujo, ensayos físicos, químicos y eléctricos que no dependen del rango de voltaje.....	84
20.	Pantalla de interface de la base de datos	87
21.	Tabla sistema	88
22.	Tabla subestación.....	89
23.	Tabla transformador.....	90
24.	Tabla marca.....	91
25.	Tabla muestra	91
26.	Tabla laboratorio.....	92
27.	Tabla representante.....	92
28.	Tabla DGA	93
29.	Tabla FQE	94
30.	Pantalla de inicio del programa.....	96
31.	Pantalla de introducción de datos de transformadores	97
32.	Pantalla de introducción de datos de muestras	99
33.	Pantalla de introducción de resultados de la cromatografía de gases.....	100
34.	Hoja de diagnóstico para el análisis de gases en el aceite.....	106
35.	Pantalla de introducción de resultados de los ensayos físicos, químicos y eléctricos.....	107
36.	Hoja de diagnóstico de los ensayos físicos, químicos y eléctricos	108
37.	Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 2	110
38.	Resultados del estudio característico al transformador banco 2.....	111
39.	Resultados del estudio cromatográfico al transformador reserva	112
40.	Resultados del estudio característico al transformador reserva	113
41.	Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 1	114
42.	Resultados del estudio característico al transformador banco 1.....	115
43.	Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 2	116
44.	Resultados del estudio característico al transformador banco 2.....	117

45.	Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 2.....	118
46.	Resultados del estudio característico al transformador banco 2.....	119
47.	Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 3.....	120
48.	Resultados del estudio característico al transformador banco 3.....	121
49.	Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 4.....	122
50.	Resultados del estudio característico al transformador banco 4.....	123
51.	Resultados del estudio cromatográfico al transformador reserva.....	124
52.	Resultados del estudio característico al transformador reserva.....	125
53.	Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 2.....	126
54.	Resultados del estudio característico al transformador banco 2.....	127
55.	Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 1.....	128
56.	Resultados del estudio característico al transformador banco 1.....	129
57.	Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 4.....	130
58.	Resultados del estudio característico al transformador banco 4.....	131
59.	Resultados del estudio cromatográfico al reactor.....	132
60.	Resultados del estudio característico al reactor.....	132
61.	Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 5.....	133
62.	Resultados del estudio característico al transformador banco 5.....	134

TABLAS

I.	Líneas de transmisión de la ETCEE.....	10
II.	Subestaciones de la ETCEE.....	10
III.	Gases generados en las fallas.....	32
IV.	Límite de concentraciones de gases, método de Dörnenburg.....	41
V.	Diagnóstico de fallas, método de Dörnenburg.....	41
VI.	Diagnóstico de falla, método de Rogers.....	42
VII.	Triángulos de Duval.....	46
VIII.	Diagnóstico de falla, método de Duval.....	50

IX.	Diagnóstico de falla, método IEC 60599	51
X.	Criterios de diagnóstico de gases claves	53
XI.	Viscosidades según ASTM D-455	55
XII.	Color ASTM máximo de transformadores	57
XIII.	Tensión interfasial mínima en transformadores	59
XIV.	Número de neutralización máxima en transformadores.....	63
XV.	Humedad máxima en transformadores.....	65
XVI.	Electrodos para el ensayo de rigidez dieléctrica	68
XVII.	Factor de potencia	70
XVIII.	Límite de ppm para el método IEC	78

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
C₂H₂	Acetileno
H₂O	Agua
AC	Corriente alterna
DGA	Diagnóstico de gases en el aceite
CO₂	Dióxido de carbono
C₂H₆	Etano
C₂H₄	Etileno
FP	Factor de potencia
FQE	Físicas, químicas y eléctricas
DP	Grado de polimerización
°C	Grados Celsius
H₂	Hidrógeno
KOH	Hidróxido de potasio
KV	Kilovoltio
KW	Kilowatt
MVA	Mega voltio-amperio
MW	Megawatt
CH₄	Metano
CO	Monóxido de carbono
ppm	Parte por millón

GLOSARIO

ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE.
IEC	Comisión Internacional Eléctrica, por sus siglas en inglés.
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, por sus siglas en inglés.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
Potencia	Relación de paso de energía de un flujo por unidad de tiempo.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
Subestación	Instalación destinada para el control de la energía eléctrica para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica.
Voltaje	Magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos. El mismo significado para tensión.

RESUMEN

El presente trabajo de graduación muestra los análisis y ensayos normalizados para estudiar el aceite mineral empleado en transformadores de potencia. Son explicados para utilizarlos en un programa para computadora elaborado en el lenguaje de programación Java, con una base de datos en la plataforma SQL.

Para realizar las pruebas se inicia con la extracción del aceite mediante procedimientos estandarizados, lo cual es una tarea sencilla, con una jeringa; luego se envía la muestra a los laboratorios para ser examinada en todas sus características.

Un *Software* como el que se requiere en este trabajo de graduación es de gran utilidad para reducir costos y especialmente el tiempo que toma realizar cálculos, debido a que las pruebas de laboratorio solo indican un porcentaje de concentración o condiciones puntuales. Estas deben interpretarse y ser operadas con otros valores estipulados por las normas que estandarizan este tipo de pruebas.

Las normas que se utilizarán para fundamentar este trabajo son las IEEE C57.104 y C.57.106, así como las IEC 60422 y 60599. En estas normas también están mencionadas varias normas ASTM que usan los laboratorios en sus ensayos.

OBJETIVOS

General

Disminuir los tiempos de trabajo para efectuar los diagnósticos que deben realizarse a partir de los análisis de gases disueltos y los ensayos físicos, químicos y eléctricos, mediante un programa de computación que elabore los cálculos para dichos diagnósticos.

Específicos

1. Marcar la importancia de la ETCEE-INDE como empresas agentes del mercado de la energía eléctrica.
2. Conocer cómo está constituido un transformador sumergido en aceite, para comprender los análisis y ensayos necesarios.
3. Determinar el origen de los gases en aceite de transformador.
4. Identificar los métodos de análisis y los ensayos que se pueden realizar según normas de la IEC y el IEEE para el aceite de transformador.
5. Dar una propuesta de software por utilizar y explicar cómo utilizarlo.
6. Recolectar información y realizar pruebas en una cantidad representativa de los transformadores del sistema central de la ETCEE-INDE, y usar estos datos para probar el programa elaborado.

INTRODUCCIÓN

Los transformadores sumergidos en aceite, como lo dice su nombre, utilizan aceite para sumergir el núcleo y los devanados del transformador. Cumplen una función de aislamiento y refrigerante al mismo tiempo (también el aceite es útil para la protección del papel y como medio de diagnóstico del estado del transformador) por lo que se considera este tipo de transformadores los más eficaces por encima de los secos, para transmisión y distribución de energía eléctrica.

Utilizar aceite como aislamiento optimiza el funcionamiento del transformador, y debido a que este circula (por convección) por todos los rincones del interior de la cuba, puede usarse, mediante su análisis químico, físico y eléctrico, como un indicador del estado interno del transformador, así como del propio aceite como aislante y refrigerante. Los componentes del transformador dentro de la cuba se pueden dividir en dos tipos: orgánicos e inorgánicos. Entre los primeros se puede mencionar papel, madera, cartón y aceite (puesto que se origina del petróleo, que es un combustible fósil); entre los inorgánicos puede mencionarse el acero, sílicio, plata, cobre o aluminio para el caso de los conductores y acero (cuba).

Al realizar ensayos físico-químicos eléctricos al aceite, se da un diagnóstico de cómo se encuentra el aceite según varias normas y guías respecto a cómo debería de estar un aceite en buen estado. Toma en cuenta ciertas propiedades características como la rigidez dieléctrica, el color del aceite, el contenido de agua, el aspecto visual, entre otros. De esta forma se puede decir que un aceite se encuentra en buen estado y puede continuar en servicio.

1. EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ETCEE) Y EL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN (INDE)

1.1. Historia de la empresa

El 27 de mayo de 1959 fue creado el Instituto Nacional de Electrificación, INDE, mediante Decreto No. 1 287 del Congreso de la República. Sus funciones se rigen por la ley contenida en el Decreto número 64-94 de fecha 7 de diciembre de 1994 y sus Reformas, por sus reglamentos internos y por los acuerdos que emite el Consejo Directivo.

El objetivo de su fundación es dar solución pronta y eficaz a la escasez de energía eléctrica en el país, así como mantener la energía disponible para satisfacer la demanda normal e impulsar el desarrollo de nuevas industrias, incrementar el consumo doméstico y el uso de la electricidad en las áreas rurales.

En apego a la separación de funciones y administración de las actividades de distribución, generación y transmisión de energía eléctrica del INDE, se organizó la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) según acuerdo publicado en el Diario Oficial de Centro América el 27 de octubre de 1997, en cumplimiento con lo establecido en la Ley General de Electricidad Decreto No. 93-96 según artículos 7 y 3 Transitorio.

Durante sus 60 años de existencia, hasta el año 2019, los retos afrontados y superados por el INDE llevaron a consolidarse como una de las instituciones más eficientes de Guatemala. Gracias al esfuerzo diario de un personal comprometido con el mejoramiento continuo de la entidad, logra que cada día la energía que mueve a nuestro país llegue cada vez a más guatemaltecos.

La historia de la generación de energía eléctrica en Guatemala inicia en 1884 al instalarse la primera hidroeléctrica en la finca El Zapote, al norte de la capital. Al año siguiente se forma la Empresa Eléctrica del Sur, fundada por empresarios alemanes que instalaron la hidroeléctrica Palín de 732 KW. Esta instalación brindó servicio de energía eléctrica a los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla.

Posteriormente, en 1927 se construye la hidroeléctrica Santa María, con el fin de proveer de energía el Ferrocarril de los Altos. Cuando este medio de transporte desaparece, las autoridades del gobierno deciden que dicha planta se convierte en la Hidroeléctrica del Estado, con el fin de llevar la electricidad al interior del país, para lo cual, en 1940, se crea el Departamento de Electrificación Nacional.

Cuando el INDE se hizo cargo de la electrificación a nivel nacional, existía en el país apenas 54 KW instalados y en ese entonces se trabajaba en la construcción de la hidroeléctrica Río Hondo. Posteriormente, ante la situación deficitaria de generación que había en 1961, el INDE instaló en forma emergente, mientras se desarrollaban los planes de expansión, la central diesel de San Felipe Retalhuleu con 2,44 MW y una turbina de gas en Escuintla con una capacidad instalada de 12,5 MW en 1965. Además, amplió la capacidad de la hidroeléctrica de Santa María a 6,88MW en 1996.

1.2. Actividades de la empresa

El Instituto Nacional de Electrificación es una institución dedicada al proceso de energía eléctrica dentro del subsector eléctrico. Su actuar está establecido en la Ley Orgánica del INDE y sus reformas según Decreto No. 64-94 del Congreso de la República de Guatemala. En apego a la separación de funciones y administración de las actividades de distribución, generación y transmisión de energía eléctrica del INDE, se organizó la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, según acuerdo publicado en el Diario de Centro América el 27 de octubre de 1997.

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE tiene como finalidad el transporte de energía eléctrica de manera continua en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y en las interconexiones regionales, operación, mantenimiento, mejoras y ampliaciones de la infraestructura de transformación, control y comunicaciones. También participar en el subsector eléctrico nacional como empresa de servicio de transporte de electricidad y el mercado eléctrico regional.

Entre las principales atribuciones y en cumplimiento con su finalidad se encuentran las siguientes:

- Administrar, operar y mantener el servicio de transporte de electricidad en términos de calidad que estipula la Ley General de Electricidad.
- Prestar el servicio de transporte de electricidad a los agentes del mercado eléctrico, y cobrar peaje por dicho servicio.

- Velar por la conservación de la infraestructura de transmisión, transformación, equipo de control y comunicaciones y de todos los activos físicos y de los recursos con que cuentan para tal fin.
- Coordinar sus programas y actividades con los programas y planes con otros agentes del mercado eléctrico relacionados con las dependencias estatales y con el INDE.
- Planificar, diseñar, financiar, contribuir y supervisar las obras de infraestructura necesarias.
- Conocer todo estudio relacionado con el servicio de transporte y control de energía eléctrica y resolver acerca de las obras atinentes al mismo.
- Asesorar a otras dependencias del INDE en materia de su competencia.

1.3. Estructura organizacional

Por la separación de actividades en el INDE, se debe tomar en cuenta que el INDE es el ente estatal principal, y la ETCEE es una de las tres empresas encargadas de las varias actividades que se llevan a cabo en este instituto, detalle que se notará al ver el organigrama de cada uno.

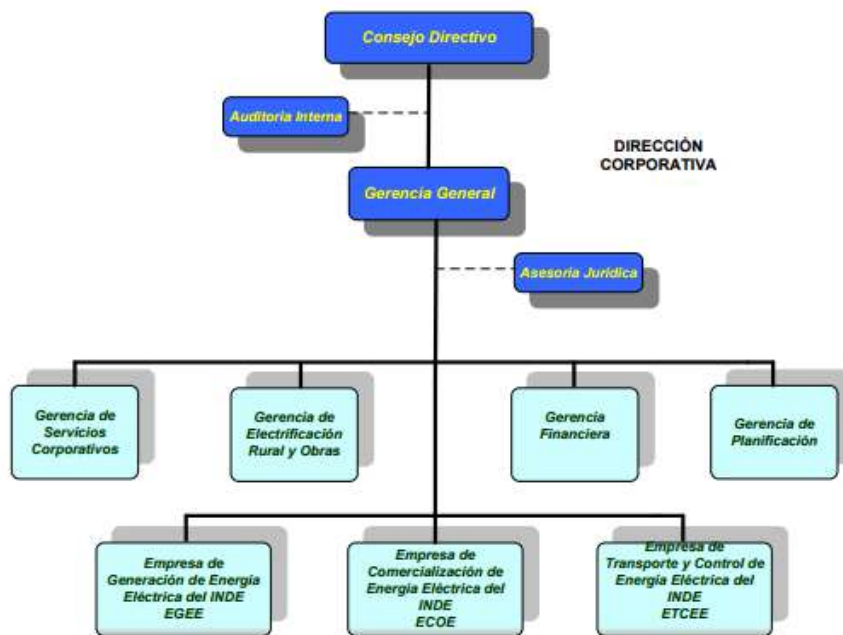
1.3.1. Organización del INDE

Es el órgano superior de la administración del INDE. Conforman el Consejo Directivo y está integrado por miembros del Ministerio en Energía y Minas, Ministerio de Economía, Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia, Asociación Nacional de Municipalidades, Asociaciones Empresariales y Entidades Sindicales.

- Consejo Directivo: dictamina las directrices por seguir en la institución, tanto interna como externamente.
- Gerencia General: está encargada de la ejecución de las directrices y políticas emanadas del Consejo Directivo, además de llevar la administración y gobierno de la institución.
- Gerencia de Generación: es la encargada de operar las centrales, plantas y unidades de generación para comercializar energía eléctrica en el mercado eléctrico nacional y regional.
- Gerencia de Transporte de Energía Eléctrica: presta el servicio de transporte de electricidad en forma continua y eficiente entre los productores y consumidores de la misma.
- Gerencia de Servicio Corporativos: encargada de dirigir los lineamientos administrativos internos.
- Gerencia de Electrificación Rural y Obras: elabora planes de electrificación rural de acuerdo con las políticas dictadas por el Estado de Guatemala a través del Ministerio de Energía y Minas al INDE.

- Gerencia Financiera: maneja y controla los ingresos y egresos de la institución.
- Asesoría Jurídica.

Figura 1. Organigrama del INDE



Fuente: INDE, *Organigrama del INDE*. www.inde.gob.gt.

1.3.2. Organización de la ETCEE

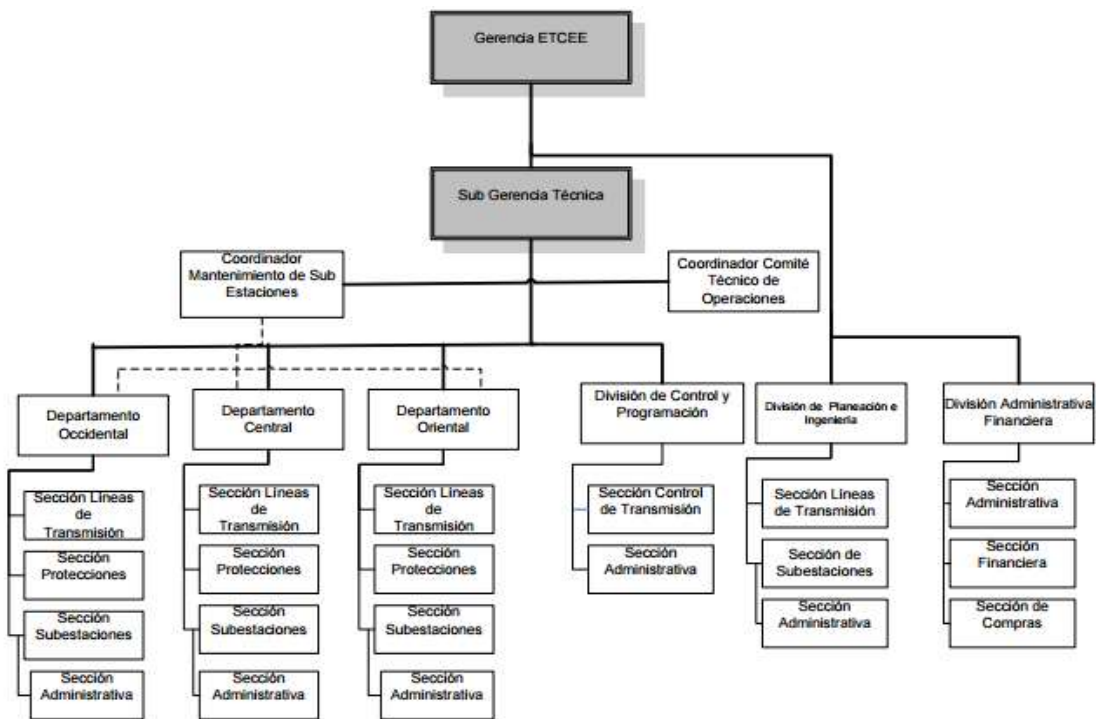
Para que la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica cumpla con las actividades de administración y operación, fueron creados o cuenta con tres niveles de mando:

- Dirección Superior, integrada por:
 - Gerencia: órgano ejecutivo superior del ETCEE, a la cual le corresponde impulsar, dirigir y coordinar las actividades técnico-administrativas, y plantear políticas de desarrollo.
 - Subgerencia: encargada de la parte técnico-administrativa de la red de transmisión, planificar e informar al administrador del mercado mayorista los mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos.

- Apoyo técnico, integrado por las divisiones de:
 - Planeación e ingeniería: encargada de planificar y ejecutar nuevos proyectos de líneas de transmisión y subestaciones y velar por la ampliación de la capacidad instalada.
 - De control: encargada de velar por la operación y control de la red eléctrica de transporte por medio del Centro Nacional de Operaciones, CENADO, en apoyo con el sistema operativo SCADA.
 - Administrativa financiera: encargada de realizar los procesos relativos a la administración financiera, la planeación y ejecución de técnicas que permitan ser más eficientes a los procedimientos de trabajo en la racionalización del uso de los recursos y de apoyo al proceso productivo de transportación de energía eléctrica.
 - Operatividad del sistema y funcionamiento administrativo-financiero: integrado por los tres sistemas y dos departamentos que se mencionan a continuación:

- Sistemas: supervisados por la subgerencia
- Central, occidente y oriente
- Departamentos: supervisados por la división administrativa
- Financiera: administrativo y financiero

Figura 2. Organigrama de la ETCEE



Fuente: INDE, *Organigrama de la ETCEE*. www.inde.gob.gt.

1.4. Ubicación

La red de la ETCEE opera en voltajes de 230KV, 138KV y 69KV en su red de transmisión, y 34,5KV, 13,8KV y 2,4KV en los puntos de conexión de las redes de distribución. Actualmente también cuenta con una línea de 400KV que corresponde a la interconexión Guatemala-México, que conecta las subestaciones de Los Brillantes en Guatemala y Tapachula en México. También existe la interconexión entre Centro América, donde Guatemala esta interconectado por medio de una línea de 230KV.

En el área oriental se suministra aproximadamente un 17 % de la demanda total del sistema. Al igual que el área occidental está conformada por una red longitudinal poco mallada que está alimentada por cuatro líneas de transmisión: una de 138KV de la subestación de Escuintla 1 hacia Chiquimulilla y tres más de 69KV que van de Guatemala sur a La Vega, de Guatemala norte a Sanarate y de Tactic hacia Matanzas. En el área de oriente entonces, se cuenta con un total de 31 subestaciones repartidas en los diferentes departamentos del área.

En el área occidental se suministra aproximadamente un 21 % de la demanda total del sistema. Está conformada por una red longitudinal poco mallada, conectada al área central por medio de tres alimentadores: uno de 230KV que conecta la subestación de Escuintla 1 con Los Brillantes y dos más de 69KV que conecta las subestaciones Guatemala sur con Chimaltenango y Escuintla 1 con El Jocote. El área de occidente contiene 25 subestaciones.

Las subestaciones Guatemala norte, Guatemala este, Guatemala sur y Escuintla 1 son subestaciones de transformación desde las que se suministra aproximadamente 62 % de la demanda total del sistema. Este sistema del centro de Guatemala tiene 6 subestaciones.

Al sumar las subestaciones, tanto de 230KV, 138KV y 69KV tenemos un total de 62 subestaciones propiedad del INDE en el territorio guatemalteco.

Tabla I. **Líneas de transmisión de la ETCEE**

LONGITUD DE CIRCUITOS DE LINEAS DE TRANSMISION (km)				
KV	OCCIDENTE	CENTRO	ORIENTE	TOTAL
230	148.0	327.4	196.6	673.0
138	0.0	90.7	197.5	288.2
69	814.8	21.9	1024.0	1960.7
TOTAL	1063.8	440.0	1418.1	2921.9
CANTIDAD DE CIRCUITOS DE LINEAS DE TRANSMISION				
KV	OCCIDENTE	CENTRO	ORIENTE	TOTAL
230	2	11	3	16
138	0	6	5	11
69	41	3	37	81
TOTAL	43	20	45	108

Fuente: INDE, *Líneas de Transmisión*. www.inde.gob.gt.

Tabla II. **Subestaciones de la ETCEE**

CANTIDAD DE SUBESTACIONES				
KV	OCCIDENTE	CENTRO	ORIENTE	TOTAL
230 KV	2	5	1	8
138 KV		1	5	6
69 KV	23		25	48
TOTAL	25	6	31	62

Fuente: INDE, *Subestaciones*. www.inde.gob.gt.

1.5. Mercado objetivo

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE tiene como finalidad el transporte de energía eléctrica de manera continua en el Sistema Nacional Interconectado SNI y las interconexiones regionales, así como la operación, mantenimiento, mejoras y ampliaciones de la infraestructura de transformación, control y comunicaciones. Participar en el subsector eléctrico nacional como empresa de servicio de transporte de electricidad y el mercado eléctrico regional.

El mercado objetivo son todos los usuarios conectados a la red de transporte de energía en las distintas ubicaciones geográficas mencionadas anteriormente. Su objetivo principal es la prestación del servicio de transporte de electricidad en forma continua y eficiente entre los generadores y distribuidores que hacen uso de la infraestructura de transmisión y transformación para llevar a cabo sus transacciones, tanto en el mercado eléctrico nacional como en el regional.

Las actividades de administración, operación, mantenimiento, planificación, diseño, construcción, negociación, facturación, supervisión y control son efectuadas con gran esmero y responsabilidad, para mantener altos índices de calidad y desempeño en la gestión de la empresa, en cumplimiento de lo que estipulan la legislación y normativa eléctrica vigente en Guatemala y en la región centroamericana.

2. EL TRANSFORMADOR

2.1. El transformador de potencia

Es un dispositivo electromagnético que sirve para la conexión, generalmente, de dos o más niveles de tensión en un sistema eléctrico que opera a diferentes valores de voltaje y corriente, mientras mantiene constante la frecuencia.

Su principal función es elevar o bajar los valores de tensión y, en forma inversa, los valores de corriente, para transmitir y distribuir la energía eléctrica, según las distancias entre los puntos de generación y distribución. Para largas distancias, una tensión elevada permite transmitir energía con un reducido valor de corriente (relativamente); para distancias menores, valores de media tensión y corriente, y para distancias cortas, valores bajos de tensión y elevados de corriente; con lo que se logra transmitir de forma económica la energía, ya que de esta forma los conductores pueden ser, relativamente, de diámetros pequeños.

Las principales partes del transformador de potencia son:

- Un núcleo de material ferromagnético
- Dos o más bobinados para los lados de alta y baja tensión
- Elementos auxiliares (accesorios)

- Cuba, que contiene el medio refrigerante (generalmente aceite)

De acuerdo con el principio de conservación de energía, un transformador ideal deberá entregar la misma potencia que recibe y para simplificar:

$$P = V_H I_H \cos \theta = V_X I_X \cos \theta \quad (\text{Transformadores Monofásicos}) \quad \text{Ec. 1}$$

$$P = \sqrt{3} V_H I_H \cos \theta = \sqrt{3} V_X I_X \cos \theta \quad (\text{Transformadores Trifásicos}) \quad \text{Ec. 2}$$

En donde:

P = Potencia transmitida

V_H = Voltaje en alta tensión

I_H = Corriente en la línea de alta tensión

V_X = Voltaje en baja tensión

I_X = Corriente en la línea de alta tensión

Cosθ = Factor de potencia

De cualquiera de las fórmulas anteriores podemos deducir que:

$$\frac{V_H}{V_X} = \frac{I_X}{I_H} \quad \text{Ec.3}$$

De esta ecuación podemos decir que en el devanado de alta tensión circula una corriente menor a la del secundario.

A la ecuación número 3 mostrada se le da el nombre de relación de transformación. Al analizarla resulta ser la misma que la relación de vueltas de los devanados de alta y baja tensión; por tanto:

$$\frac{V_H}{V_X} = \frac{N_H}{N_X} = a \quad \text{Ec. 4}$$

N_H = Número de vueltas en el devanado de alta tensión

N_X = Número de vueltas en el devanado de baja tensión

Las condiciones ideales que se han mencionado no ocurren en un transformador real en operación, debido a las pérdidas asociadas al efecto Joule causado por el flujo de corriente en cualquier conductor; y a la dispersión del flujo magnético; para este caso son:

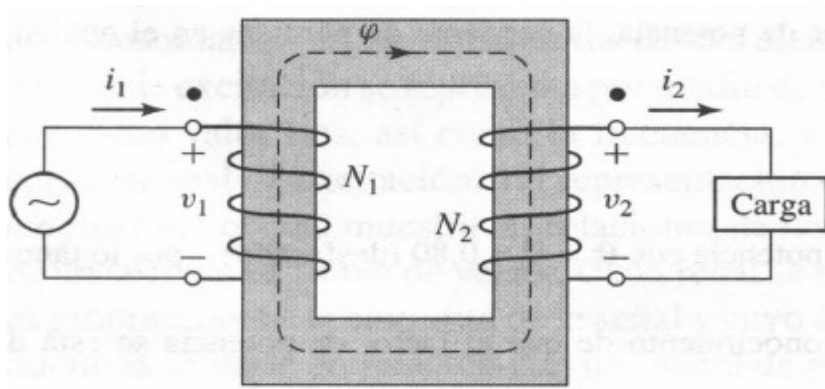
- Pérdidas eléctricas
- Pérdidas magnéticas
 - Principio de funcionamiento:

El principio de funcionamiento para un transformador de potencia se puede explicar de manera simple utilizando las condiciones ideales ya mencionadas; es decir, el que consta de un núcleo ferromagnético, dos bobinados que representan el devanado primario y el secundario.

Generalmente, en los nodos entre transmisión y distribución, el devanado primario es el que recibe una tensión de la fuente. Esta tensión crea en el devanado una corriente que circula por el devanado primario, lo que creará un flujo magnético variable con el tiempo que circula por el núcleo de la máquina estática.

El devanado secundario también se encuentra arrollado al núcleo, por lo que, según la Ley de Faraday, al pasar por este devanado un flujo magnético variable en el tiempo se induce en él una tensión, llamado voltaje del lado secundario. Si se conecta una carga en el secundario se producirá una corriente en el bobinado; este, a su vez, creará otro flujo magnético que se opondrá al que lo crea, según la Ley de Lenz.

Figura 3. **Diagrama elemental del transformador**



Fuente: Fitzgelard. Máquinas Eléctricas, p.64.

2.2. Transformadores de potencia sumergidos en aceite

Los transformadores pueden ser secos o sumergidos en aceite. Estos últimos tienen ventajas en su eficiencia y vida útil, por lo que las empresas prefieren emplearlos en vez de los secos (que no tienen ningún aislante líquido), especialmente porque serían muy voluminosos.

2.2.1. Diseño constructivo

Las partes principales de un transformador son el núcleo, los devanados, la cuba y el sistema de refrigeración. Existen más partes pero para fines de este trabajo de graduación solo se explicará los mencionados.

2.2.1.1. Núcleo

El núcleo magnético está formado por laminaciones de acero que tienen alrededor de 4 % de silicio; estas son aislantes y hacen que las pérdidas sean relativamente bajas debido al efecto de histéresis y de corrientes parásitas.

Debido a que la resistencia eléctrica es aumentada por el silicio, las magnitudes de las corrientes parásitas disminuyen y, en consecuencia, las pérdidas debidas a este efecto. El alto número de delgadas láminas de metal del núcleo magnético se mantienen juntas por medio de correas de acero alrededor de las columnas o por epoxi curado.

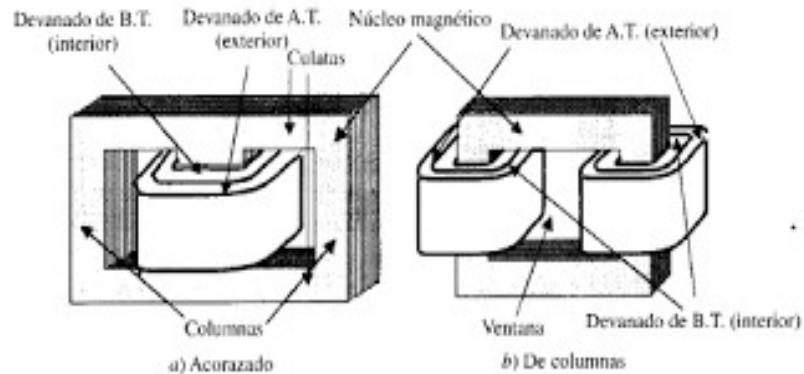
Los núcleos para transformadores se agrupan básicamente en las siguientes categorías:

- Tipo columnas: se distinguen dos partes principales: las columnas o piernas y los yugos o culatas. En las columnas se alojan los devanados o piernas y los yugos unen entre sí a las columnas para cerrar el circuito magnético. En el diseño de columnas las bobinas están arrolladas alrededor del núcleo en forma cilíndrica. Generalmente, el devanado de baja se construye sobre el núcleo y luego, separado por un material aislante, se coloca el bobinado de alta.

La conexión entre columnas y culata se realiza mediante un solapamiento de 45 grados con el fin de lograr mayor sección de cruce, ya que a 90 grados en la zona cercana a la junta, el flujo no sigue la dirección de laminación. En el caso de las chapas de grano orientado origina un calentamiento local debido al aumento de las pérdidas en el hierro y perturbaciones en el flujo.

- Tipo acorazado: en este diseño, el núcleo se encuentra alrededor de las bobinas. Su núcleo tiene una ventaja sobre el tipo columna, y es que se reduce la dispersión magnética del flujo. En transformadores de potencias mayores este tipo de núcleo es más útil, ya que en caso de un cortocircuito o sobrecarga las fuerzas electromagnéticas se controlan con mayor facilidad.

Figura 4. Tipos de núcleos



Fuente: Santisteban Días, Agustín. *Caracterización fluido-térmica de líquidos alternativos en un transformador con refrigeración zig-zag*. <http://docplayer.es/1886740-Trabajo-fin-de-grado.html>.

2.2.1.2. Devanados

Los devanados forman parte del circuito eléctrico. Se fabrican con alambre de cobre o de aluminio. Los conductores se forran completamente por material aislante, este puede tener diferentes características según la tensión de servicio, la temperatura y el medio en que se encuentre sumergido.

Los devanados deben tener conductos de enfriamiento para permitir el flujo del aceite y extraer el calor que se genera en su interior. Además, deben tener apoyos y sujeciones suficientes para soportar esfuerzos mecánicos debido a su propio peso y, sobre todo, los de tipo electromagnético que se producen por cortocircuitos.

Existen dos tipos de bobinados: cilíndricos y planos. Los núcleos, por su forma, son los que determinan la elección de uno u otro.

- Bobinado cilíndrico: se usa cuando el núcleo es del tipo columna.
- Bobinado plano: se usa cuando el núcleo es del tipo acorazado.

La forma del conductor de los devanados para un transformador de potencia es normalmente rectangular o plano, con el fin de ocupar todo el espacio disponible con mayor efectividad.

Con el aumento del área del conductor se debe dividir en 2 conductores paralelos (o de ser necesario, más conductores) para disminuir las corrientes parásitas y optimizar la función de los devanados.

Ambos devanados generalmente se dividen en dos partes o más envueltas una encima de la otra, en forma concéntrica, con el embobinado de baja tensión en la parte interna. Dicha configuración sirve para los siguientes propósitos:

- Simplifica la tarea de aislar el bobinado de alto voltaje
- Causa menor filtración de flujo magnético, similar a lo que sucede si los dos bobinados estuvieran separados por alguna distancia del núcleo
- Mejora la refrigeración

Los materiales que pueden utilizarse como aislamiento de los devanados son: papel barnizado, fibra, micanita, cinta impregnada, algodón impregnado, entre otros. Debe evitarse el uso del caucho en los transformadores sumergidos en aceite, pues este lo altera y tiene efectos nocivos sobre la micanita y sobre el barniz.

Las piezas que separan los devanados, secciones, o entre estos y el núcleo pueden ser de madera, aunque previamente deben ser cocidas en aceite. En la actualidad se utilizan más los materiales duros a base de papel o similares. La madera se utiliza ahora únicamente como separador.

Para evitar fuertes esfuerzos dieléctricos puntuales y puntos calientes, la superficie del conductor está pulida para evitar, poros indeseables.

2.2.1.3. Cuba

Es el tanque donde se aloja la parte activa que va sumergida en el aceite. Debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para su transporte y su carga, soportar los enfriadores, ventiladores y los accesorios.

La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga y descarga.

La cuba y los radiadores de un transformador deben tener suficiente área para que se dé la disipación de pérdidas de energía producidas en forma de calor dentro del transformador, sin que su elevación de temperatura pase de 55° C.

Dependiendo de la clase térmica de aislamiento pueden soportar temperatura unos grados arriba de 55° C.

Figura 5. **Cuba de un transformador**



Fuente: *Transformadores*.

<http://blog.educastur.es/cuencanoninstalacionesdistribucion/category/general/page/2/>.

Antes de llenar la cuba de aceite dieléctrico, a su parte interna se le hace vacío; esto sirve para eliminar gases y humedad que pone en riesgo la resistencia dieléctrica del aislamiento del transformador.

La cuba debe estar diseñada para soportar y permitir la expansión del aceite con el aumento de temperatura. Esta expansión se realiza en un tanque externo llamado conservador, el cual se dimensiona para soportar un aumento del 10 % al 20 % del volumen total de aceite.

2.2.1.4. Sistema de refrigeración

Las pérdidas de energía en los transformadores, tanto con carga como sin carga, generan calor. La función de los sistemas de refrigeración es la de disipar este calor y mantener la de temperatura normal de operación en un valor menor de 95° C para un aislamiento clase 55° C (que soporte 55° C más 40° C de temperatura ambiente) y 105° C para un aislamiento clase 65° C (soporta 65° C más 40° C de temperatura ambiente).

En transformadores de potencia, el calor es generado por el núcleo y los devanados. Este calor se transmite por conducción al medio enfriador, generalmente aire o agua, a través del aceite contenido el tanque a los intercambiadores de calor montados en la parte exterior del transformador.

Los tipos de enfriamiento que se pueden utilizar son:

- OA (ONAN: Oil Natural Air Natural): aceite y aire circulando por convección natural
- FA (ONAF: Oil Natural Air Forced): aceite circulando por convección natural y aire forzado por ventiladores
- FOA (OFAF: Oil Forced Air Forced): aceite circulando forzado, utilizando motobombas y aire forzado, con ventiladores
- OW (ONWF: Oil Natural Water Forced): aceite circulando por convección natural y agua circulando forzado, con motobombas

- FOW (OFWF: Oil Forced Water Forced): aceite y agua circulando forzados, usando motobombas

ONAN es el sistema basado en circulación libre de aire y aceite. En este tipo, la cuba del transformador es la más eficiente como enfriador. La cuba disipa calor por convección natural y por radiación. Para transformadores de potencia es necesario aumentar la superficie de radiación y requiere el uso de radiadores. Se usa en unidades menores a 150KVA.

ONAF se utiliza en unidades de grandes potencias; en general se usan motoventiladores para que se incremente la eficiencia del ciclo de enfriamiento hasta cuatro veces. Esto requiere menos radiadores y hace que la unidad sea de un tamaño reducido.

OFAF se utiliza para transformadores grandes y con altas pérdidas; en este tipo se necesita mejorar la eficiencia del enfriamiento más allá que el sistema ONAF. La mejora principal es la eficiencia del enfriamiento por una mayor relación de flujo de aceite a través de los devanados.

ONWF es un tipo de enfriamiento en el que se circula agua mediante motobombas utilizando tubos internos, para que el aceite caliente mantenga contacto con el exterior de los tubos.

OFWF es un tipo de enfriamiento en el que el aceite es bombeado con gran potencia para hacer el sistema más compacto y eficiente. Al igual que el sistema ONWF, el agua circula mediante motobombas en tuberías internas, realizando un intercambio de calor entre las tuberías.

Las condiciones ambientales siempre indican el medio de enfriamiento, aire o agua. Para unidades hasta 20MVA el enfriamiento más económico es el ONAN. Para unidades de hasta 60MVA el ONAF y para unidades mayores a los 60MVA, el OFAF. El sistema OFWF es más utilizado cuando en ambientes marinos, edificios e instalaciones en el interior, donde se encuentren otras máquinas instaladas y la salida de calor sea alta.

3. ACEITE PARA TRANSFORMADORES

3.1. Aceites aislantes, aplicación y función

Los aceites minerales para aislamiento son utilizados en equipo eléctrico que tienen como tarea la generación, transmisión, distribución y el uso de energía eléctrica; por esto, la cantidad de aceite en servicio alrededor del mundo es de cientos de millones de kilogramos.

Los aceites aislantes minerales o sintéticos se utilizan para operación de transformadores, interruptores, reactores, entre otros equipos eléctricos. Sin embargo, es más común el uso en el primero de estos. Por esta razón se le puede conocer mejor como aceite para transformador.

En un transformador de potencia, el aceite puede cumplir cuatro funciones. La primera es como un medio de enfriamiento, para disipar energía en forma de calor; la segunda, como un aislante eléctrico; tercera, como medio protector del devanado y también como un medio de diagnóstico para el estado del transformador. En ciertos dispositivos como interruptores, el aceite también puede utilizarse como un medio de extinción del arco eléctrico que se forma cuando se mueven los contactos de arqueo.

3.1.1. Aceite como refrigerante

De acuerdo con sus propiedades como refrigerante, un aceite se debe comportar como un medio donde pueda conducirse el calor. También debe resistir degradación a temperaturas normales de trabajo.

La propiedad de conducción se dificulta en transformadores que, luego de estar inactivos por cierto tiempo, se vuelven a poner en servicio. Es en este momento cuando, las pérdidas de calor aumentan y el aceite es más viscoso porque su temperatura se asemeja al ambiente. Así, podemos decir que la propiedad que tiene incidencia directa sobre la eficiencia de transferencia de calor, es la viscosidad. Un incremento en la viscosidad provoca una baja transferencia de calor. Tener una alta viscosidad puede dificultar el flujo del aceite por los radiadores.

La transferencia de calor también puede reducirse por la formación de lodos causados por la oxidación del aceite. Los lodos no solo restringen el flujo de aceite a través de los conductos de enfriamiento, sino también cubren la superficie de estos, formando una capa indeseable de aislante térmico. Ambos efectos aumentan tanto las temperaturas de operación como el deterioro del aceite. Una buena estabilidad ante la oxidación es primordial en un aceite aislante, propiedad que se puede obtener al agregar aditivos que permiten que el aceite forme una película que se adhiere para evitar la corrosión.

Por lo tanto, la refrigeración es una función muy importante del aceite durante la operación de un transformador. Para cumplir de forma eficaz con este propósito, el aceite debe poseer no solo una buena fluidez, sino también excelente estabilidad térmica y a la oxidación que le permita circular libremente sin dejar depósitos. Para esto se requiere un aceite con una adecuada viscosidad (como ya se mencionó) cuidadosamente refinado para prevenir la formación de lodos.

3.1.2. Aceite como medio aislante

La segunda función que debe cumplir un aceite es como un aislante eléctrico. Cumpliendo esta función, el aceite previene que se formen arcos entre dos conductores con una gran diferencia de potenciales; por esto diremos que el aceite es un medio dieléctrico. Los aceites derivados de petróleo limpio y sin contenido de agua son excelentes aislantes. Sin embargo, la contaminación con pequeñas cantidades de agua o materiales extraños causa una aceleración en el deterioro de la propiedad dieléctrica del aceite.

La mayoría de fabricantes de equipo eléctrico requieren que el aceite no tenga más de 30 partes por millón (ppm) de agua en el aceite aislante. Para asegurar la ausencia de agua y el mínimo de partículas extrañas en el aceite, se debe tener una rigidez dieléctrica de 30 kilovoltios en un aceite en buen estado. Esto se obtiene de una prueba normada, en el que una muestra de aceite debe ser capaz de resistirse a la formación de un arco entre dos superficies con diferencia de potencial de 30 000 voltios.

La oxidación afecta adversamente la propiedad aislante del aceite, así como la propiedad refrigerante del mismo. Los productos de la oxidación, como peróxidos y ácidos, son dañinos para los materiales orgánicos que se usan como materiales aislantes para la construcción de los equipos eléctricos (madera, plásticos, papel, entre otros). La oxidación afecta el factor de potencia y rigidez dieléctrica del aceite. Es por esto que, nuevamente, una buena estabilidad ante la oxidación debe ser una propiedad de un buen aceite aislante.

3.2. Detección de fallas debidas a gases disueltos en transformadores

El origen principal de los gases disueltos en aceite proviene de la interacción entre los metales (acero del transformador y cobre del devanado), calor (flujo de corriente), aceite (hidrocarburo) y los componentes orgánicos (papel o madera) que causan la descomposición de estos últimos, lo cual se manifiesta en gases disueltos causadas por los siguientes fenómenos:

3.2.1. Descargas parciales

También se le conoce como efecto corona.

Si se establece una diferencia de potencial entre dos conductores paralelos o concéntricos y posteriormente se aumenta esa diferencia de potencial, llegará un momento en que se producirá un ruido o un silbido que se hará más intenso a medida que aumenta el potencial.

Los efectos que favorecen a la formación del efecto corona son, entre otros, una disminución en la presión barométrica que decrece a la vez la densidad del aire y reduce el voltaje al cual se inició el efecto. Por la presencia de efecto corona en el aceite se pueden formar óxidos de nitrógeno y óxidos de carbono (CO y CO₂).

Un efecto corona presenta los siguientes porcentajes, expresados respecto al total de gases combustibles: 86,0 % de hidrógeno (H₂), 13,0 % de metano (CH₄), 0,2 % de monóxido de carbono (CO), 0,5 % de etano (C₂H₆), 0,2 % de etileno (C₂H₄) y 0,1 % de acetileno (C₂H₂).

3.2.2. Sobrecalentamiento

Tanto los hidrocarburos, componentes de los aceites aislantes, como la celulosa, presente en el papel aislante, sufren un proceso lento de descomposición cuando se encuentra en contacto con el agua y con los agentes atmosféricos: oxígeno y luz solar; pero la forma en que sucede la descomposición varía considerablemente en ambos materiales.

Un aceite sometido a sobrecalentamiento (temperaturas superiores a 500° C) sin ser sometidos a esfuerzos o tensiones eléctricas de ninguna clase, desprende gases, cuyos análisis determinaron la presencia en cantidades apreciables de etileno (C₂H₄), etano (C₂H₆), metano (CH₄) y acetileno (C₂H₂).

Las moderadas y altas temperaturas que se generan en las operaciones anormales y durante los periodos de sobrecarga de los transformadores también causan descomposición o pirólisis en la celulosa, de la cual se compone el papel aislante incluido en dichos equipos.

El mecanismo de esas reacciones es poco conocido, pero sí es muy claro que los gases productos de esas reacciones son hidrógeno, monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO₂), cuando se realiza en un medio no oxidante, aislado de la atmósfera, como el interior de un transformador.

3.2.3. Arcos eléctricos

Se toma como inicio de esta falla un efecto corona que comienza en la superficie misma del conductor. Cuando el voltaje aumenta, el efecto corona se extiende más y más hacia el exterior y llega a tomar la forma de las cerdas de una brocha orientados hacia los conductores.

Finalmente, si el voltaje crece suficientemente, la ionización del aceite se hace tan intensa que colapsa su resistividad dieléctrica. Entonces se produce una descarga o una chispa entre los conductores, que en condiciones atmosféricas normales se estima en 30KV/cm. Las descargas eléctricas originan ozono y amoníaco.

Un arco eléctrico produce el siguiente porcentaje de gases: 60,0 % de hidrógeno (H₂), 30,0 % de acetileno (C₂H₂), 5,0 % de metano (CH₄), 1,6 % de etano (C₂H₆) y 3,3 % de etileno (C₂H₄).

A manera de resumen, la siguiente tabla demostrará los gases que se generan (mayoritariamente) en cada una de las fallas mencionadas:

Tabla III. **Gases generados en las fallas**

Efecto Corona	
Aceite	H ₂ (Hidrógeno)
Celulosa	H ₂ (Hidrógeno), CO (Monóxido de Carbono), CO ₂ (Dióxido de Carbono)
Sobrecalentamiento	
Aceite	
Baja temperatura	CH ₄ (Metano)
Alta temperatura	C ₂ H ₄ (Etileno), H ₂ (Hidrógeno), (CH ₄ , Metano, C ₂ H ₆ , Etano)
Celulosa	
Baja temperatura	CO ₂ , Dióxido de Carbono (CO, Monóxido de Carbono)
Alta temperatura	CO, Monóxido de Carbono (CO ₂ , Dióxido de Carbono)

Continuación tabla III

Arqueo	H ₂ , Hidrógeno C ₂ H ₂ , Acetileno (CH ₄ , Metano C ₂ H ₆ , Etano C ₂ H ₄ , Etileno)
---------------	---

Fuente: elaboración propia.

3.2.4. Fallas secundarias

Además de las fallas primarias (descargas parciales, sobrecalentamiento y arcos eléctricos) hay causas secundarias que son las que generan los gases combustibles que se acumulan en el aceite. Entre estas podemos mencionar las siguientes:

- Capa de nitrógeno contaminado.
- Fallas anteriores que han sido corregidas físicamente, pero no se han extraído los gases del aceite.
- Condiciones atmosféricas adversas.
- Hidrólisis del agua que pudiese estar contenida en el aceite.
- Transformador entregado por el fabricante con monóxido de carbono para su traslado (para eliminar el oxígeno y prevenir corrosión).
- En el caso de transformadores con circulación forzada de aceite, si la motobomba (fluidos) o el ventilador (aire) está quemado.

- Si se ha cambiado el aceite del transformador, en la mayoría de los casos el transformador retiene un aproximado de 10 % del aceite viejo, lo cual da paso a que el aceite nuevo se contamine.

Si se analiza el aceite de los transformadores y se encuentra que está contaminado por gases combustibles que se produjeron por causas anteriores, se posee un indicativo de una operación anormal al transformador, pero no necesariamente se tratará de una falla.

3.3. Origen de los gases combustibles

Los materiales que constituyen el sistema de aislamiento en los transformadores de potencia son aceite, papel y cartón. Estos tienen la función de aislar las partes energizadas del transformador a tierra y la unión entre devanados y entre espiras.

Cuando existe calentamiento por alguna sobrecarga inusual, los componentes aislantes reaccionan químicamente originando los gases, los cuales quedan disueltos en el aceite.

La composición de la celulosa, la cual constituye el cartón, está formada por carbón, hidrógeno y oxígeno. La composición del aceite está constituida por carbón e hidrógeno; estos tres elementos formarán los distintos compuestos gaseosos en función de la falla y la gravedad de esta.

3.3.1. El aceite material

Los aceites minerales se obtienen de un derivado secundario del petróleo en cuya composición predominan los hidrocarburos nafténicos.

Los aceites minerales representan el 90 % del volumen de ventas de aceites dieléctricos a nivel mundial, casi todo utilizado para transformadores e interruptores.

3.3.1.1. Sobre calentamiento

Si llevamos el aceite a una temperatura superior a los 500° C, y se liberan los siguientes hidrocarburos:

- Etileno (C₂H₄)
- Etano (C₂H₆)
- Metano (CH₄)

Además, a más bajas temperaturas y con oxígeno presente se liberan los siguientes productos:

- Dióxido de carbono (CO₂), (a 400° C)
- Agua (H₂O), (a 200° C)

3.3.1.2. Pirólisis del aceite

Cuando un aceite se somete a esfuerzos eléctricos extremos, como por ejemplo arcos eléctricos, se generan altas temperaturas que descomponen el aceite (pirólisis es calentar hasta destruir). Se liberan los siguientes gases:

- Hidrógeno, H₂ (60,0 % a 80,0 %)
- Acetileno, C₂H₂ (10,0 % a 25,0 %)
- Metano, CH₄ (1,5 % a 3,5 %)
- Etileno, C₂H₄ (1,0 % a 2,9 %)

3.3.2. Celulosa

Es el elemento constitutivo de la madera. Desde el punto de vista químico, es un polímero natural formado por unidades de glucosa. Las fibras se encuentran en la madera unidas entre sí por un compuesto químico complejo llamado lignina, que le da la rigidez. El procesamiento de la celulosa (para fabricación de papel o cartón) consiste en separar la fibra de la lignina mediante procesos industriales químicos o mecánicos.

3.3.2.1. Sobre calentamiento

Al elevar la temperatura de la celulosa a 140° C, en un sistema que permita detectar los productos emanados, se obtienen los siguientes compuestos:

- Monóxido de carbono (CO)
- Dióxido de carbono (CO₂)
- Agua (H₂O)

3.3.2.2. Pirólisis de la celulosa

Si la celulosa se somete a pirólisis se obtienen los siguientes productos:

- Coque (39 %)
- Agua (34 %)
- Dióxido de carbono (10 %)
- Variados (9 %)
- Brea (4 %)
- Monóxido de carbono (4 %)

Además, si se lleva a temperatura por encima de los 250° C se obtiene alrededor de 4 veces por volumen de CO que CO₂.

4. PRUEBAS AL ACEITE DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

4.1. Análisis de gases disueltos

El análisis de gases disueltos (también llamado cromatografía de gases) es una técnica útil para el diagnóstico predictivo de fallas en transformadores de potencia. Esta técnica se ha basado en el estudio de fallas en los transformadores, transformadores con fallas incipientes, simulaciones de laboratorio y modelos estadísticos, que han conducido a establecer correlaciones entre el tipo de falla y los gases generados en los transformadores, asociados a dicha falla.

La interpretación de los resultados de un análisis de gases disueltos no es una tarea fácil, pues requiere la integración de varios criterios. Algunos autores califican como un arte al manejo adecuado de la información cromatográfica, pues se puede cometer el error de sacar de servicio una unidad que se presume tiene indicios de falla, y comprobar posteriormente que esto no era cierto, o dejar en funcionamiento una unidad averiada. Siempre es aconsejable analizar tendencias y remuestrear para darle continuidad a los diagnósticos.

La unidad de medida son las partes por millón (ppm), que es una unidad de concentración. Se refiere a la cantidad de unidades de una determinada sustancia (gases) que hay en un millón de unidades del conjunto (aceite).

Para analizar los resultados obtenidos en las pruebas de cromatografía de gases se han desarrollado varios métodos de análisis, entre los que existen:

- Método de Dörnenburg
- Método de Rogers
- Método de Duval
- Método de la IEC 60599
- Método de gases clave

Los métodos de diagnóstico antes mencionados se basan en relaciones entre las concentraciones de gases presentes en el aceite dieléctrico, dados por las siguientes relaciones:

$$R_1 = \frac{CH_4}{H_2} \quad \text{Ec. 5}$$

$$R_2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} \quad \text{Ec. 6}$$

$$R_3 = \frac{C_2H_2}{CH_4} \quad \text{Ec. 7}$$

$$R_4 = \frac{C_2H_6}{C_2H_2} \quad \text{Ec. 8}$$

$$R_5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} \quad \text{Ec. 9}$$

Son (H₂) hidrógeno, (CH₄) metano, (C₂H₂) acetileno, (C₂H₄) etileno, (C₂H₆) etano, (CO) monóxido de carbono y (CO₂) dióxido de carbono.

4.1.1. Método de Dörnenburg

Este método utiliza las relaciones R_1 , R_2 , R_3 y R_4 . Debe cumplir que al menos una de las concentraciones de H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 supera el doble los límites L_1 indicados y al menos uno de los gases restantes supere dicho límite. De cumplirse esto, el transformador se considera con falla y se procede a validar el método.

La tabla IV muestra los límites mínimos de concentraciones de gases para proceder con el método. Si el método es válido, el diagnóstico se basa en lo indicado en la tabla V.

Tabla IV. Límite de concentraciones de gases, método de Dörnenburg

Gas clave	H_2	CH_4	CO	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6
L_1 (ppm)	100	120	350	35	50	65

Fuente: elaboración propia.

Tabla V. Diagnóstico de fallas, método de Dörnenburg

Tipo de falla	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$
Descomposición térmica	>1,0	<0,75	<0,3	>0,4
Corona (baja intensidad)	<0,1	<0,01	<0,3	>0,4
Arco (alta intensidad)	0,1 – 1,0	>0,75	>0,3	<0,4

Fuente: elaboración propia.

Este método es únicamente considerado válido cuando las concentraciones de hidrógeno, metano, acetileno y etileno superen los límites antes establecidos; de no cumplirse esto, las relaciones no son consideradas significativas y los resultados deben ser analizados por alguno de los otros métodos propuestos.

4.1.2. Método de Rogers

Este método utiliza las relaciones R_1 , R_2 y R_5 . En la primera edición de la norma IEC 60599, el método utilizado era este mismo. El diagnóstico se basa en las condiciones indicadas en la tabla VI.

Tabla VI. Diagnóstico de falla, método de Rogers

Características de la Falla	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
Unidad Normal	0,1 – 1,0	<0,1	<1,0
Descarga Parcial	<0,1	<0,1	<1,0
Arco de Alta Energía	0,1 – 1,0	0,1 – 3,0	>3,0
Falla Térmica de Baja temperatura	0,1 – 1,0	<0,1	1,0 – 3,0
Falla Térmica $T < 700^\circ C$	>1,0	<0,1	1,0 – 3,0
Falla Térmica $T > 700^\circ C$	>1,0	<0,1	>3,0

Fuente: elaboración propia.

El método de Rogers no depende de los límites de concentraciones de gases mencionadas en la sección anterior. Sin embargo, se recomienda que se aplique cuando uno de los gases indicados en la tabla IV exceda el límite de concentraciones establecidos.

Figura 6. **Diagrama de frecuencia de muestreo, válido para Dörnenburg y Rogers**



Fuente: Brettis y Shell. Módulo 8: Transformadores, Tutoriales de Lubricación.
<http://www.brettis.com/Tutorial/06Sinteticos.pdf>.

4.1.3. Método de Duval

En 1974, Duval utiliza tres de los seis gases utilizados por el método de Dörnenburg para clasificar fallas en transformadores. Entre estos estudios concluyó que el hidrógeno se difunde más rápido en el metal que los otros hidrocarburos y distorsiona el diagnóstico.

El método de Duval analiza el porcentaje de acetileno, etileno y metano presente en la muestra del aceite dieléctrico, dado por las siguientes ecuaciones:

$$\%C_2H_2 = \frac{100C_2H_2}{C_2H_2+C_2H_4+CH_4} \quad \text{Ec. 10}$$

$$\%C_2H_4 = \frac{100C_2H_4}{C_2H_2+C_2H_4+CH_4} \quad \text{Ec. 11}$$

$$\%CH_4 = \frac{100CH_4}{C_2H_2+C_2H_4+CH_4} \quad \text{Ec. 12}$$

Donde:

- Porcentaje de C_2H_2 : es el porcentaje de acetileno presente en el aceite dieléctrico.
- Porcentaje de C_2H_4 : es el porcentaje de etileno presente en el aceite dieléctrico.
- Porcentaje de CH_4 : es el porcentaje de metano presente en el aceite dieléctrico.

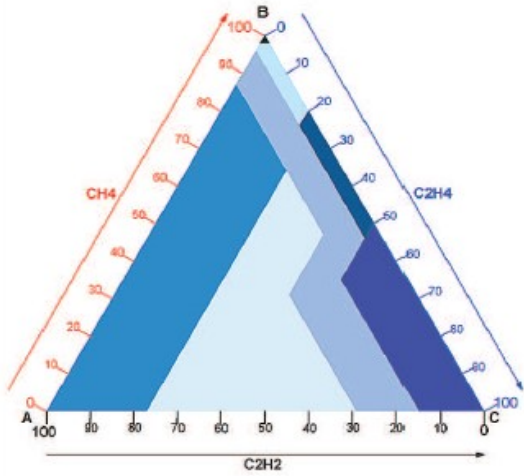
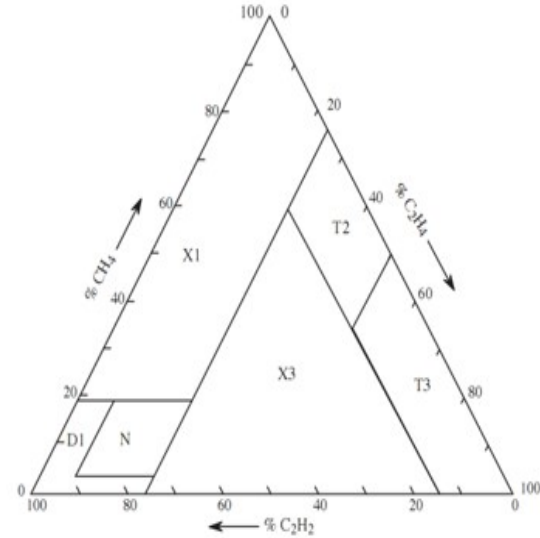
El diagnóstico se puede obtener de dos formas: una forma gráfica, conocida como el método del triángulo de Duval, o por medio de una tabla que es una forma resumida de leer lo que sucede en el triángulo.

En 2001, Duval, con base en la norma IEC 60599 y tomando en cuenta la norma IEC TC10 (equipos defectuosos inspeccionados en servicio), clasificó las averías de acuerdo con los principales tipos de errores que se pueden identificar mediante inspección visual. Dentro de ellas se destacan las descargas parciales (PD), las descargas de baja energía (D1), las descargas de alta energía (D2), las averías térmicas por debajo de 300° C (T1), la falla térmica entre 300° C y 700° C (T2) y la falla térmica de más de 700° C (T3).

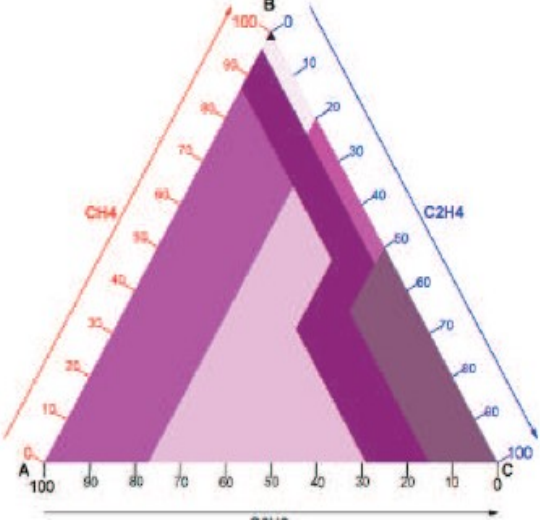
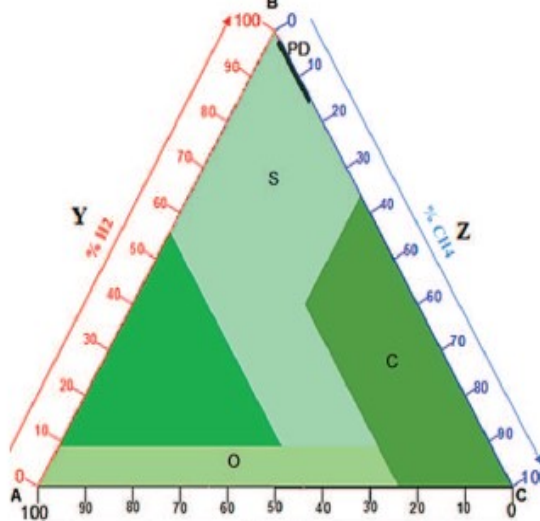
En 2002, interpreta los resultados del DGA (Dissolved Gas Analysis) en una forma gráfica y utiliza modelos de laboratorio para simular averías tomando como muestra ciento setenta y nueve (179) casos reales, con el transformador en operación y, diecinueve casos simulados en laboratorio.

Duval, a pesar de que su principal triángulo es el que usa las concentraciones de acetileno, etileno y metano, ha logrado desarrollar 7 diferentes triángulos para el método gráfico, y estos pueden usar diferentes gases para su análisis. La siguiente tabla ilustra los tipos de triángulos que Duval ha postulado:

Tabla VII. Triángulos de Duval

No.	Versiones del triángulo	Descripción
1		<p>Es el triángulo más usado y el que se aplicará en este trabajo.</p> <p>Para transformadores con aceite mineral.</p> <p>Utiliza el acetileno, etileno y metano.</p>
2		<p>Usa los mismos gases para su análisis pero cambian las zonas de falla.</p> <p>N: operación normal.</p> <p>T3: avería térmica ($T > 700^{\circ} \text{C}$)</p> <p>T2: avería térmica ($300^{\circ} \text{C} < T < 700^{\circ} \text{C}$)</p> <p>X3: área intermedia entre T3 y T2, con posibilidad de D2.</p> <p>D1: arcos normales</p> <p>X1: arcos normales o fallas térmicas en proceso.</p>

Continuación tabla VII

<p>3</p>	 <p>A ternary diagram with vertices A (bottom left), B (top), and C (bottom right). The left axis (A-B) is labeled '% CH4' with values from 0 to 100. The right axis (B-C) is labeled '% C2H4' with values from 0 to 100. The bottom axis (A-C) is labeled '% C2H6' with values from 100 to 0. The diagram is divided into several shaded regions: a dark purple region at the top, a medium purple region on the left, a light purple region in the center, and a dark purple region on the right.</p>	<p>Para aceites no minerales, derivados de silicona, midel, FR3 y BioTemp.</p> <p>Los límites de las zonas del triángulo 3 son los mismos que el triángulo 1, a excepción de los límites (en % C₂H₄) entre D1/D2, T1/T2, y T2/T3.</p>
<p>4</p>	 <p>A ternary diagram with vertices A (bottom left), B (top), and C (bottom right). The left axis (A-B) is labeled '% H2' with values from 0 to 100. The right axis (B-C) is labeled '% CH4' with values from 0 to 100. The bottom axis (A-C) is labeled '% C2H6' with values from 100 to 0. The diagram is divided into five shaded regions: a light green region at the top labeled 'S', a dark green region on the left labeled 'Y', a dark green region on the right labeled 'Z', a dark green region at the bottom labeled 'C', and a light green region at the bottom labeled 'O'. A small black region labeled 'PD' is located near vertex B.</p>	<p>Para transformadores con averías de baja temperatura detectada con el triángulo 1 (T2, T1 y PD).</p> <p>Tiene 4 zonas.</p> <p>Los gases que se utilizan son el etano, el hidrógeno y el metano.</p>

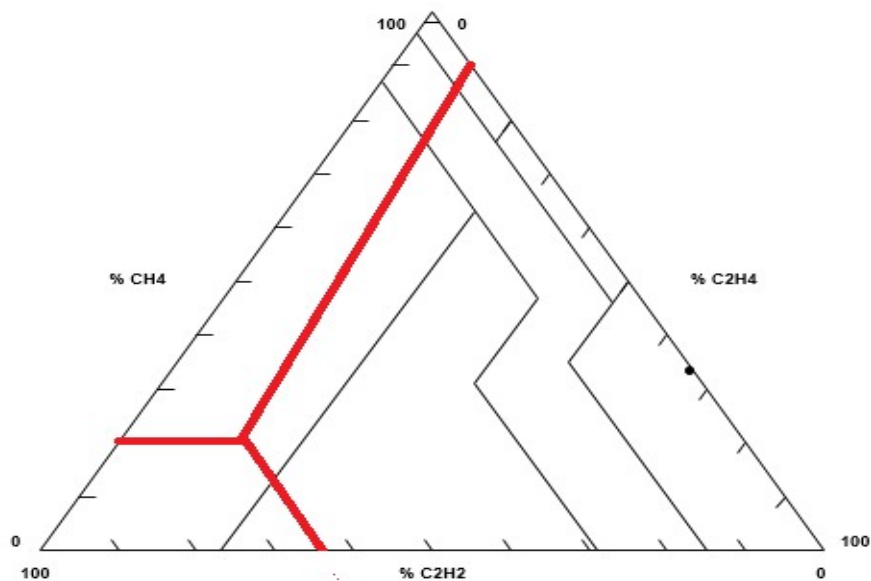
Continuación tabla VII

5	<p>A ternary diagram for transformer fault diagnosis. The vertices are labeled A (bottom left), B (top), and C (bottom right). The axes are labeled: % CH₄ (Y-axis, red), % C₂H₆ (X-axis, black), and % C₂H₂ (Z-axis, blue). The diagram is divided into six zones: PD (top, orange), O (middle-top, yellow), S (middle-left, yellow), C (middle-right, yellow), T3 (bottom, light yellow), and O (bottom-left, dark yellow). The axes have numerical scales from 0 to 100.</p>	<p>Para transformadores con averías a altas temperaturas en el aceite mineral.</p> <p>Tiene 6 zonas.</p> <p>Los gases que utiliza son el etano, metano y el etileno.</p>
6	<p>A ternary diagram for transformer fault diagnosis. The vertices are labeled 100 (top), 0 (bottom left), and 0 (bottom right). The axes are labeled: % H₂ (left axis, black), % CH₄ (right axis, black), and % C₂H₆ (bottom axis, black). The diagram is divided into three zones: S (left, black), C (right, black), and O (bottom, black). The axes have numerical scales from 0 to 100.</p>	<p>Usado para averías de baja temperatura en transformadores con aceite FR3.</p> <p>Utiliza la concentración de gases del hidrógeno, metano y etano.</p>
7	<p>A ternary diagram for transformer fault diagnosis. The vertices are labeled 100 (top), 0 (bottom left), and 0 (bottom right). The axes are labeled: % CH₄ (left axis, black), % C₂H₆ (bottom axis, black), and % C₂H₂ (right axis, black). The diagram is divided into three zones: S (left, black), C (right, black), and T3 (bottom, black). The axes have numerical scales from 0 to 100.</p>	<p>Usado para averías de baja temperatura en transformadores con aceite FR3.</p>

Fuente: elaboración propia.

El triángulo que se utilizará para este trabajo en general será el primero, ya que es el básico.

Figura 7. Ejemplo de triángulo de Duval



Fuente: elaboración propia.

En la figura 7 las rectas se dibujan de la siguiente forma. De manera similar se dibujan en cualquier análisis:

- Para la concentración de metano (CH_4), una recta paralela a la concentración de acetileno (C_2H_2).
- Para la concentración de acetileno (C_2H_2), una recta paralela a la concentración de etileno (C_2H_4).

- Para la concentración de etileno (C_2H_4), una recta paralela a la concentración de metano (CH_4).

Trazando estas rectas, encontraremos un punto donde las 3 se intersectan. Este punto señala el área del triángulo al que corresponde la falla que puede estar ocurriendo en el transformador.

El método gráfico, tanto en las normas IEEE como IEC, se resume en tabla VIII:

Tabla VIII. **Diagnóstico de falla, método de Duval**

Tipo de falla	Porcentaje 1	Porcentaje 2
Descargas parciales	% $CH_4 > 98$	-
Descargas de baja energía	% $C_2H_2 > 13$	% $C_2H_4 < 23$
Descargas de alta energía	% $C_2H_2 > 13$	$23 < \% C_2H_4 < 38$
Falla térmica $T < 300^\circ C$	% $C_2H_2 < 4$	% $C_2H_4 < 10$
Falla térmica $300^\circ C < T < 700^\circ C$	% $C_2H_2 < 4$	$10 < \% C_2H_4 < 50$
Falla Térmica $T > 700^\circ C$	% $C_2H_2 < 15$	% $C_2H_4 > 50$

Fuente: elaboración propia.

En la tabla VIII podemos ver que, con saber la concentración de al menos un gas (preferiblemente dos) podemos predecir la falla que se puede dar en el transformador. Todo lo indicado en esta tabla es de forma resumida y se diagnóstica usando el método de Duval. Las fallas que se pueden determinar son: descargas parciales, descargas de baja energía (efecto corona), descargas de alta energía (arco eléctrico), falla térmica menor de $300^\circ C$, falla térmica de $300^\circ C$ a $700^\circ C$ y falla térmica mayor de $700^\circ C$.

Si las relaciones no se cumplan en ninguno de los casos de la tabla, el diagnóstico se declara indefinido, entre descarga y falla térmica. Este método siempre proporcionará un resultado, por lo tanto, el criterio normalmente utilizado para darle validez es que el total de gases combustibles sea mayor al de la condición 1, o alguno de los gases individuales esté por encima del valor considerado en la condición mencionada.

4.1.4. Método de IEC 60599

Como se puede ver en su nombre, este es el método que se plantea en la norma de la comisión electrotécnica internacional. Este método identifica las mismas averías que se vieron en el método de Duval; de ahí la gran utilización que le dio esta norma.

El método utiliza las relaciones de gases R_1 , R_2 y R_5 . Con base en los resultados de laboratorio de estas pruebas se muestra la siguiente tabla:

Tabla IX. Diagnóstico de falla, método IEC 60599

Características de la falla	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
Descarga parcial	<0,1	<0,01	<0,2
Descarga de baja energía	0,1 – 0,5	>1,0	>1,0
Descarga de alta energía	0,1 – 1,0	0,6 – 2,5	>2,0
Falla térmica $T < 300^\circ C$	>1,0	<0,1	<1,0
Falla térmica $300^\circ C < T < 700^\circ C$	>1,0	<0,1	1,0 – 4,0
Falla Térmica $T > 700^\circ C$	>1,0	<0,2	>4,0

Fuente: elaboración propia.

Se puede ver en la tabla anterior el parecido entre este método y el de Duval, lo cual se debe a que el método de la IEC 60599 fue la base para empezar los cálculos de Duval, y tuvo como resultado el método gráfico. Este método, entonces, detecta las mismas fallas que pueden ocasionarse, pero utilizando las relaciones R1, R2, y R5.

4.1.5. Método de gases clave

La presencia de los gases combustibles depende de la temperatura presente en el aceite del transformador. Cuando se presenta una avería, la temperatura del transformador aumenta y se libera mayor cantidad de lo normal de gases combustibles en la cuba.

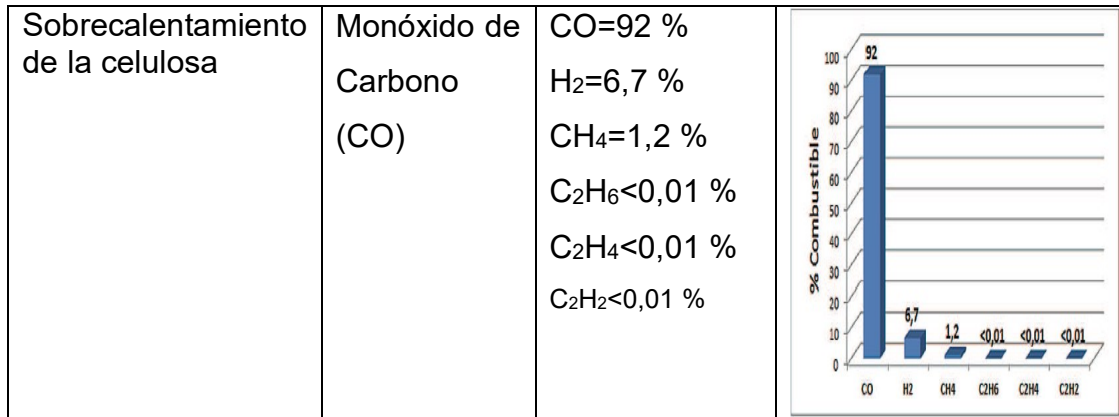
Con este método se busca en el análisis la aparición en porcentajes anormales o “claves” de un gas en indicador y otro complementarios. La presencia de este gas clave indica un tipo de falla en particular.

La siguiente tabla mostrará los tipos de falla que se pueden encontrar en este tipo de análisis con los gases que caracterizan a cada una.

Tabla X. **Criterios de diagnóstico de gases claves**

Avería	Gas clave	Porcentaje de gas presente	Gráfica														
Arco	Acetileno (C ₂ H ₂)	CO<0.1 % H ₂ =60 % CH ₄ =5 % C ₂ H ₆ =1,6 % C ₂ H ₄ =3,3 % C ₂ H ₂ =30 %	<table border="1"> <caption>Data for Arc Fault Gas Composition</caption> <thead> <tr> <th>Gas</th> <th>% Combustible</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO</td> <td><0,01</td> </tr> <tr> <td>H₂</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>1,6</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>3,3</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>30</td> </tr> </tbody> </table>	Gas	% Combustible	CO	<0,01	H ₂	60	CH ₄	5	C ₂ H ₆	1,6	C ₂ H ₄	3,3	C ₂ H ₂	30
Gas	% Combustible																
CO	<0,01																
H ₂	60																
CH ₄	5																
C ₂ H ₆	1,6																
C ₂ H ₄	3,3																
C ₂ H ₂	30																
Corona (PD)	Hidrógeno (H ₂)	CO=0,2 % H ₂ =86 % CH ₄ =13 % C ₂ H ₆ =0,5 % C ₂ H ₄ =0,2 % C ₂ H ₂ =0,1 %	<table border="1"> <caption>Data for Corona Discharge Gas Composition</caption> <thead> <tr> <th>Gas</th> <th>% Combustible</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO</td> <td>0,2</td> </tr> <tr> <td>H₂</td> <td>86</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>13</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>0,5</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>0,2</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>0,1</td> </tr> </tbody> </table>	Gas	% Combustible	CO	0,2	H ₂	86	CH ₄	13	C ₂ H ₆	0,5	C ₂ H ₄	0,2	C ₂ H ₂	0,1
Gas	% Combustible																
CO	0,2																
H ₂	86																
CH ₄	13																
C ₂ H ₆	0,5																
C ₂ H ₄	0,2																
C ₂ H ₂	0,1																
Sobrecalentamiento del aceite	Etileno (C ₂ H ₄)	CO<0,01 % H ₂ =2 % CH ₄ =16 % C ₂ H ₆ =17 % C ₂ H ₄ =63 % C ₂ H ₂ =2 %	<table border="1"> <caption>Data for Oil Overheating Gas Composition</caption> <thead> <tr> <th>Gas</th> <th>% Combustible</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CO</td> <td><0,01</td> </tr> <tr> <td>H₂</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>16</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>17</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>63</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>2</td> </tr> </tbody> </table>	Gas	% Combustible	CO	<0,01	H ₂	2	CH ₄	16	C ₂ H ₆	17	C ₂ H ₄	63	C ₂ H ₂	2
Gas	% Combustible																
CO	<0,01																
H ₂	2																
CH ₄	16																
C ₂ H ₆	17																
C ₂ H ₄	63																
C ₂ H ₂	2																

Continuación tabla X



Fuente: elaboración propia.

4.2. Pruebas físicas, químicas y eléctricas al aceite

Desde este punto estaremos revisando las propiedades del aceite, que deben ser monitoreadas mediante ensayos periódicos y deben cumplir con estar dentro de un rango de valores o condición específica.

Para saber cuáles son los ensayos y valores que deben tener estos resultados se ha utilizado las normas IEC 60422 y la IEEE C57.106. En estas también se encuentran listadas varias normas ASTM que rigen la forma de realizar cada ensayo.

4.2.1. Pruebas físicas

Estas son características que determinan físicamente a un material; es decir, que pueden sentirse o cambiar su apariencia. Algunas de las propiedades más importantes son: viscosidad, aspecto visual, color, tensión interfasial, gravedad específica e índice de PCB.

4.2.1.1. Viscosidad

Por definición, la viscosidad de un fluido es la resistencia que presenta al moverse o deslizarse sobre una superficie sólida. Mientras más viscoso es el aceite, mayor será la resistencia que ofrecerá a moverse dentro del transformador y será menos efectiva su función de refrigeración.

Un factor importante por tomar en cuenta es la variación de la viscosidad con los cambios bruscos de temperatura, factor llamado índice de viscosidad. Un valor bajo es un indicador de grandes cambios de fluidez con la temperatura y da a conocer que el aceite no fluye; es decir, no circula como se espera dentro del transformador.

La viscosidad se mide usualmente mediante la medición del tiempo del flujo de una cantidad de aceite bajo condiciones controladas. Las viscosidades máximas establecidas para aceites dieléctricos, a las diferentes temperaturas de evaluación mediante la norma ASTM D-445; son:

Tabla XI. **Viscosidades según ASTM D-455**

Temperatura	Viscosidad
100° C	3 cSt
40° C	12 cSt
0° C	76 cSt

Fuente: Brettis y Shell. Módulo 8: Transformadores, Tutoriales de Lubricación.

<http://www.brettis.com/Tutorial/06Sinteticos.pdf>.

4.2.1.2. Aspecto visual

Esta prueba es útil por el hecho de su facilidad para determinar el estado del aceite por inspección visual. El aceite debe estar limpio, transparente y libre de sedimentos; si contiene agua o contaminantes en suspensión el aceite tiene un aspecto turbio.

En esta prueba se busca si la presencia de sólidos, agua y otras partículas contaminantes son visibles a simple vista. La norma utilizada para este ensayo es la ASTM D1524.

4.2.1.3. Color según ASTM

Esta prueba es similar a la inspección visual, ya que consiste en solamente observar el aceite, pero ahora será comparado con una tabla de colores estandarizados por la norma ASTM D-1500.

Para aceite nuevo la especificación de color es de 0,5 máximo; para aceite en equipo este número aumenta ya que el número de color incrementa con el uso. El límite es de 8,0 para un aceite totalmente deteriorado. Todo equipo debe ser sometido a este ensayo antes de agregar aceite nuevo.

El color de un aceite aislante es determinado mediante una luz transmitida y se expresa mediante un valor numérico comparado contra valores estándares en una tabla circular contenida en un equipo.

Figura 8. Prueba y equipo para determinar el color



Fuente: FONSECA, Octavio. *Ensayos al Aceite Dieléctrico...Diagnósticos esenciales en cualquier programa de Mantenimiento Eléctrico*. <http://www.kayelectric.com.ve/ima/pdf/04.pdf>.

La tabla XII muestra los valores límites en el número de color para aceite dieléctrico de transformadores de potencia.

Tabla XII. Color ASTM máximo de transformadores

Tipo de Aceite	Color	Claridad
Aceite nuevo de fábrica	0,5 Max	Transparencia y brillo
Voltaje operación < 69KV	1,0 Max	Claridad
Voltaje operación 69 – 288KV	1,0 Max	Claridad
Voltaje operación >34,5KV	0,5 Max	-
Aceite en uso	Color	Claridad
Voltaje operación <34,5KV	2,0	Claridad

Fuente: elaboración propia.

4.2.1.4. Tensión interfasial

Conviene recordar que la solubilidad de un líquido en otro y también la viscosidad de ellos dependen, en buena parte, de su tensión superficial. Por ejemplo, cuando dos líquidos tienen una gran diferencia entre sus tensiones superficiales son insolubles: es el caso del aceite con el agua.

Existen compuestos que se forman durante la descomposición natural de los aceites dieléctricos minerales, que son solubles tanto en agua como en aceite. Dan paso a que la tensión interfasial sufra cambios y causa un aumento considerable de la humedad de saturación del aceite y, en consecuencia, un aumento en su conductividad eléctrica.

Esta prueba da medida a la fuerza de acción existente entre las moléculas de agua y de aceite en la interface entre ambos líquidos (fuerza electromagnética entre moléculas), la cual es útil en la tarea de encontrar contaminantes solubles y productos de oxidación del aceite. La prueba está estandarizada por la norma ASTM D-971.

La tensión interfasial disminuye conforme aumenta la contaminación en el aceite, debido a que la oxidación y contaminantes polares tienden a concentrarse en la interface agua-aceite.

La tabla XIII muestra el mínimo de tensión interfasial que debe medirse en el ensayo para diferentes casos.

Tabla XIII. **Tensión interfásica mínima en transformadores**

Tipo de Aceite	Tensión interfásica
Aceite nuevo de refinería	Mínimo 40 dinas/cm
Aceite nuevo de unidades nuevas	Mínimo 35 dinas/cm
Límites para uso continuo	
Voltaje operación <69KV	Mínimo 24 dinas/cm
Voltaje operación 69KV a 288KV	Mínimo 26 dinas/cm
Voltaje operación > 345KV	Mínimo 30 dinas/cm

Fuente: elaboración propia.

Para la tabla anterior, si queremos saber un valor con el que podamos decir que nuestro aceite para transformador se encuentra en óptimas condiciones, su valor de tensión interfásica varía entre las 30 dinas/cm y las 40 dinas/cm. Un aceite en malas condiciones puede disminuir a 18 dinas/cm.

4.2.1.5. Gravedad específica

La gravedad específica afecta las propiedades de transferencia de calor. Se puede dar el caso que con una alta gravedad específica flote hielo en la superficie del aceite, lo que puede producir un cortocircuito.

Según la norma ASTM D-1298, que es la que estandariza este ensayo, el valor de gravedad específica de un aceite óptimo es de 0,91 a 15° C.

4.2.1.6. Índice de PCB

El PCB es un compuesto químico llamado bifenilo poloriclorado, el cual está formado por cloro, carbón e hidrógeno. Es un contaminante que se considera muy peligroso para el humano, ya que puede causar cáncer.

La presencia de PCB en el aceite de transformadores nuevos o usados es indicio que el aceite se mezcló con otros aceites reciclados que portaban contaminantes. El máximo aceptable de PCB es de 2 ppm por el método ASTM D-4059.

4.2.1.7. Contenido de furanos

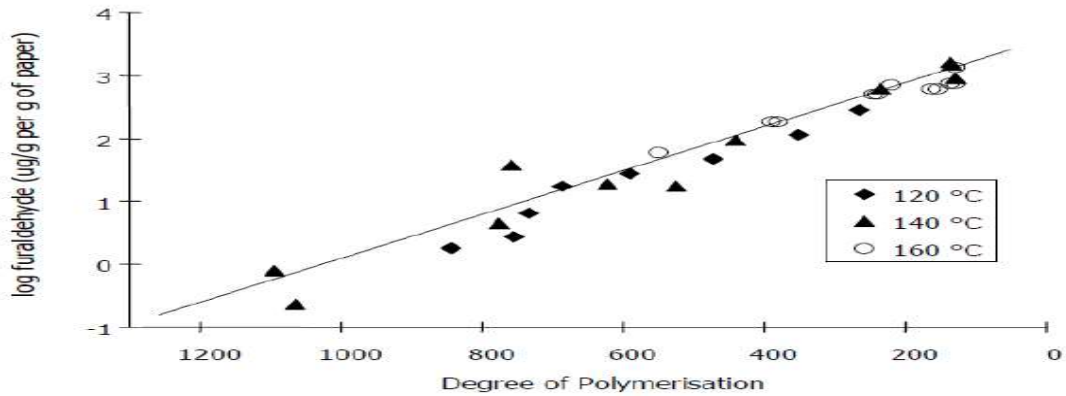
La calidad del papel con función de aislamiento depende mucho de su grado de polimerización, que representa el número de anillos de glucosa en una cadena. Cuando se da el envejecimiento de la máquina, estos anillos de glucosa se rompen; causan que la resistencia mecánica del papel disminuya y generan subproductos de agua, gases, grupos aldehídos y grupos de carboxilio.

El control de los grupos aldehídos o elementos en este, como el furfural, brindan información acerca del grado de polimerización. Este diagnóstico nos permite correlacionar el grado de envejecimiento del transformador con la cantidad de compuestos furánicos y, a su vez, con el grado de polimerización.

Algunos autores han intentado correlacionar la concentración de compuestos furánicos medidos en el aceite de un transformador con el grado de envejecimiento de su aislamiento celulósico. Debido a que el grado de polimerización (DP) ha sido indicado como un indicador fiable del deterioro del papel aislante.

Para obtener las correlaciones entre el DP y los compuestos furánicos se llevaron a cabo varios ensayos de laboratorio, en los que resulta que existe una relación aproximadamente lineal entre el logaritmo de la concentración de 2FAL (2-furfural) y la DP del papel estándar.

Figura 9. **Correlación del grado de polimerización con el log(2FAL) para diferentes temperaturas**



Fuente: MARGALLÓ GASCO, Isabel. Diagnóstico del consumo de vida de un transformador a través del análisis de compuestos furánicos p.36.

Para el siguiente trabajo se utilizará la ecuación de Chendong, y las siguientes ecuaciones para los diferentes cálculos:

$$\log_{10}(2FAL) = 1,51 - 0,0035DP \quad \text{Ec. 13}$$

Con el grado de polimerización definido, podemos calcular la edad esperada del transformador:

$$T = \frac{3600 - 3(DP)}{95} \quad \text{Ec. 14}$$

El tiempo que representa esta ecuación, es la edad esperada de servicio del transformador.

$$\text{Envcejecimeinto} = \frac{T}{\text{Año de Prueba} - (\text{Año del Transformador} +)} \quad \text{Ec. 15}$$

Esta ecuación representa el envejecimiento relativo (en porcentaje) que presenta el transformador. Puede no ser el verdadero envejecimiento, sino una medida de cuánto se ha envejecido el transformador según su estado inicial.

$$V.Residual = \frac{GP}{8} \rightarrow \text{Si } GP \geq 400 \text{ Y } GP < 800 \quad \text{Ec. 16}$$

$$V.Residual = \frac{GP-2}{4} \rightarrow GP < 400 \quad \text{Ec. 17}$$

Este cálculo representa un estimado del tiempo útil restante del transformador; como en todos los cálculos, esto depende del estado del papel aislante (que es de donde provienen los compuestos furánicos) y no tiene relación con el verdadero tiempo de utilidad del transformador en estudio.

4.2.2. Pruebas químicas

Las pruebas químicas indican cómo el aceite cambia molecularmente. La acidez muestra la oxidación del aceite y el contenido de agua que es un parámetro al que se le debe prestar atención.

4.2.2.1. Número de neutralización

Esta prueba es la que determina la acidez del aceite. Consiste en encontrar la cantidad de material alcalino necesario para neutralizar los ácidos del aceite. Son los miligramos de hidróxido de potasio (KOH) necesarios para neutralizar un gramo de aceite. La norma para esta prueba es ASTM D-974.

Un bajo número es necesario para minimizar la conductancia eléctrica y corrosión de los metales a la vez que maximiza la vida del aislamiento. La oxidación es la que afecta al aislamiento, ya que con esto se incrementa la solubilidad del agua en el papel. La humedad provoca la corrosión del metal interior. Con un aceite altamente deteriorado, puede aparecer barro dentro del transformador.

La tabla XIV muestra la máxima neutralización que puede resultar en la prueba de número de neutralización.

Tabla XIV. **Número de neutralización máxima en transformadores**

Tipo de Aceite	Neutralización
Aceite Nuevo	0,03 mgKOH/g aceite
Límites para uso continuo	
Voltaje operación < 69KV	Max 0,2 mgKOH/g aceite
Voltaje operación 69KV a 288KV	Max 0,2 mgKOH/g aceite
Voltaje operación > 345KV	Max 0,1 mgKOH/g aceite

Fuente: elaboración propia.

Esta prueba nos indica el nivel de deterioro por oxidación, el deterioro químico y puede indicar el tiempo de vida esperada. Con estos datos podríamos indicar si es necesario el cambio o regeneración del aceite.

4.2.2.2. Contenido de agua

El objetivo de esta prueba es determinar las condiciones del aceite en relación a la contaminación por presencia de humedad. Se mide en partes por millón de aceite (ppm), medida que ya hemos utilizado en pruebas como los análisis de gases disueltos. El agua puede presentarse en el aceite por dos medios:

- Por deterioro del aceite y de la celulosa.
- Provenir del ambiente que rodea al transformador.

Este método de prueba utiliza un titulador coulométrico automático. Se inyecta una muestra de aceite en el dispositivo, el cual añade reactivos de forma automática hasta alcanzar el punto final. Este se determina mediante electrodos que perciben las condiciones eléctricas en el recipiente de reacción.

Al alcanzarse el punto final, el dispositivo detiene la dosificación y calcula electrónicamente el contenido de agua.

Figura 10. **Equipo para el contenido de agua**



Fuente: FONSECA, Octavio. *Ensayos al Aceite Dieléctrico, Diagnósticos esenciales en cualquier programa de mantenimiento eléctrico*. <http://www.kayelectric.com.ve/ima/pdf/04.pdf>.

La siguiente tabla muestra los valores límites de humedad en el aceite según la norma ASTM D-1533:

Tabla XV. **Humedad máxima en transformadores**

Tipo de Aceite	Contenido de Agua
Aceite nuevo de refinería	Max 35 ppm
Aceite nuevo en unidades nuevas	Max 10 ppm

Fuente: elaboración propia.

Un bajo contenido de agua es necesario para obtener una rigidez dieléctrica adecuada y, a la vez, bajas pérdidas dieléctricas; es decir, es de beneficio para maximizar la vida del aislamiento y minimizar la corrosión del metal interno del transformador.

4.2.2.3. Inhibición de oxidación

Los aceites dieléctricos, durante su operación, están expuestos a la presencia de aire, altas temperaturas y a la influencia de metales catalizadores tales como hierro y cobre, lo cual puede causar la formación de ácidos y lodos. Los ácidos atacan el tanque del transformador y reducen significativamente la capacidad aislante del aceite con las consecuentes pérdidas eléctricas. Los lodos pueden interferir con la capacidad de refrigeración, haciendo que algunas partes del transformador estén expuestas a mayores temperaturas, situación que también causa pérdidas eléctricas.

Por esta razón, en ocasiones se utilizan los inhibidores de oxidación para retrasar la formación de lodos y evitar el incremento de la acidez. Según la norma ASTM D-2668 es conveniente no superar un 0,08 % máximo en peso de inhibidores de oxidación.

También se considera como buena práctica la selección de aceites refinados que posean óptima resistencia a la oxidación y estabilidad química para garantizar un tiempo de utilidad alto.

4.2.3. Pruebas eléctricas

Este tipo de pruebas junto a las químicas pueden brindar información muy importante respecto al funcionamiento del transformador. En las pruebas del tipo eléctrica estaremos hablando de la rigidez dieléctrica y del factor de potencia, que sus pruebas pueden determinar la capacidad aislante del aceite en operación.

4.2.3.1. Rigidez dieléctrica

Esta propiedad se refiere a la capacidad del aceite para soportar un esfuerzo eléctrico de ruptura; es decir, es el máximo voltaje que soportará el aceite antes de formar un arco eléctrico entre dos superficies conductoras.

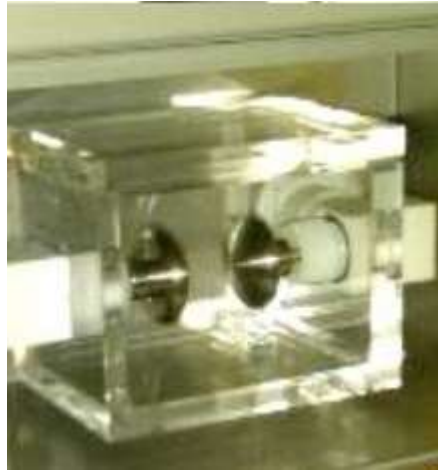
Se puede, decir entonces, que la rigidez dieléctrica será el voltaje en donde el aceite se vuelve conductor de electricidad. Con esta prueba se puede obtener dos cosas:

- El agua libre que se encuentra en la muestra del aceite.
- La contaminación presente en la muestra del aceite.

La prueba se efectúa en un aparato que consiste en un transformador de potencial, un regulador de tensión, un voltímetro indicador, un interruptor y una copa estándar patrón de prueba.

La prueba consiste en llenar de aceite dieléctrico un recipiente de bakelita o de vidrio refractario (copa patrón), dentro del cual se alojan dos electrodos. El aceite debe cubrir los electrodos completamente. Posteriormente, se cierra el interruptor del aparato. Luego se incrementa gradualmente la tensión en el aparato con el regulador, a una tasa de incremento de aproximadamente 3KV/s, hasta que el aceite contenido entre los electrodos falle; esta falla se podrá ver como el arco eléctrico entre los electrodos que se consideran cortocircuitados por esta acción. El voltaje al cual se dio la ruptura es la rigidez dieléctrica del aceite aislante.

Figura 11. **Recipiente de prueba de rigidez dieléctrica**



Fuente: Ambar. *Prueba de rigidez dieléctrica del aceite.*
<http://ambarelectro.com.mx/ambar/Documentos/35/20150624.pdf>.

El valor de la rigidez dieléctrica puede variar según los electrodos utilizados y la distancia de separación entre estos. En la tabla XVI se muestran los valores mínimos que debería tener un aceite en buenas condiciones para los diferentes tipos de electrodos.

Tabla XVI. **Electrodos para el ensayo de rigidez dieléctrica**

Norma	Forma del electrodo	Distancia (mm)	Aumento (KV/s)	Rigidez (KV)
IEC 60156	Esféricos	2,50	2,0	≥ 50
ASTM D-877	Planos	2,54	3,0	≥ 35
ASTM D-1816	Esféricos	1,02	0,5	≥ 30
ASTM D-1816	Esféricos	2,05	0,5	≥ 40

Fuente: elaboración propia.

La prueba que se utilizará para este trabajo de graduación es la ASTM D-877 indicada en la tabla XVI. El valor indicado como mínimo para ese método será el que esperamos obtener de las pruebas por realizar.

Si en la prueba se tiene una rigidez dieléctrica baja, debido a la humedad, polvo o partículas disueltas, entonces el aislamiento sólido impregnado y sumergido en el aceite presenta también humedad, por lo que el sistema de aislamiento completo (aceite y papel) se ve afectado. La prueba de rigidez dieléctrica mide la presencia de humedad y partículas en el sistema de aislamiento completo.

4.2.3.2. Factor de potencia

El factor de potencia mide las pérdidas de corriente que tienen lugar dentro del equipo cuando se encuentra en operación. Por esto la prueba es de utilidad cuando se quiere evaluar la condición del aceite desde un punto de vista dieléctrico. El factor de potencia viene dado por la siguiente ecuación:

$$\%FP = \frac{100 \text{ Pérdidas}}{V_{\text{aplicado}} * I_{\text{total}}} \quad \text{Ec. 18}$$

El factor de potencia depende de la acción dipolar de los contaminantes presentes en la muestra del aceite, por lo que un aceite en buen estado tendrá un factor de potencia bajo, debido que la naturaleza del aceite dieléctrico es no polar. La siguiente tabla muestra los valores típicos del factor de potencia a 25° C.

Tabla XVII. **Factor de potencia**

Condición	Factor de Potencia (25° C)
Satisfactorio	FP < 0,5 %
Dudoso	FP 0,5 % a 2,0 %
Insatisfactorio	FP > 2,0 %

Fuente: elaboración propia.

Un factor de potencia mayor a 2,0 % es una indicación de que el aceite no es óptimo para seguir en uso y se debe reemplazar o regenerar.

5. PROPUESTA DE PROGRAMA BASADO EN NORMAS INTERNACIONALES

5.1. Algoritmo del programa

Para realizar el algoritmo lo primero que se necesita es un diagrama de flujo, que podrá definir los pasos a seguir del programa por su orden lógico.

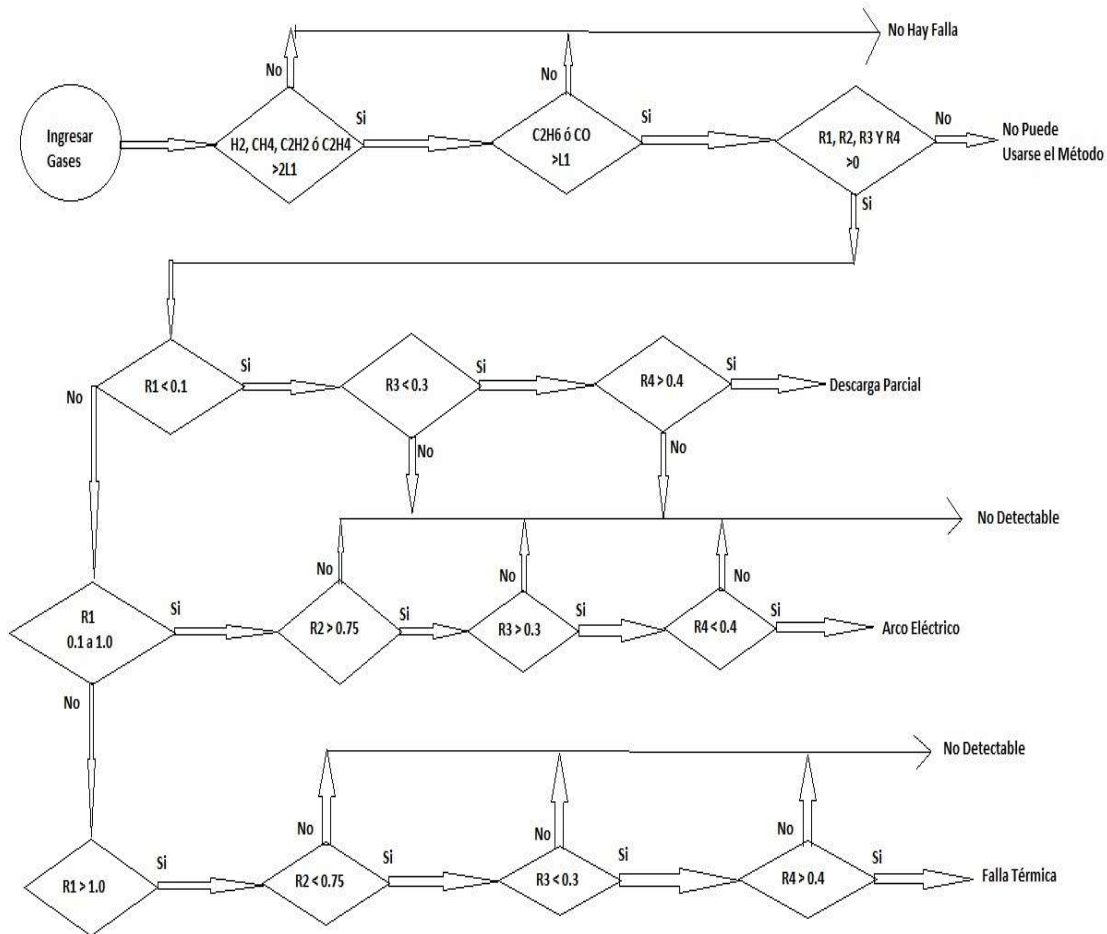
5.1.1. Cromatografía de gases

Los siguientes diagramas corresponden a la parte del programa que se encarga de analizar el estudio de gases en el aceite dieléctrico, siempre tomando en cuenta las normas IEEE C57.104 y la IEC 60599.

5.1.1.1. Método de Dörnenburg

Con base en la tabla V del capítulo 4, podemos continuar con el siguiente diagrama de flujo:

Figura 12. Diagrama de flujo, método de Dörnenburg



Fuente: elaboración propia.

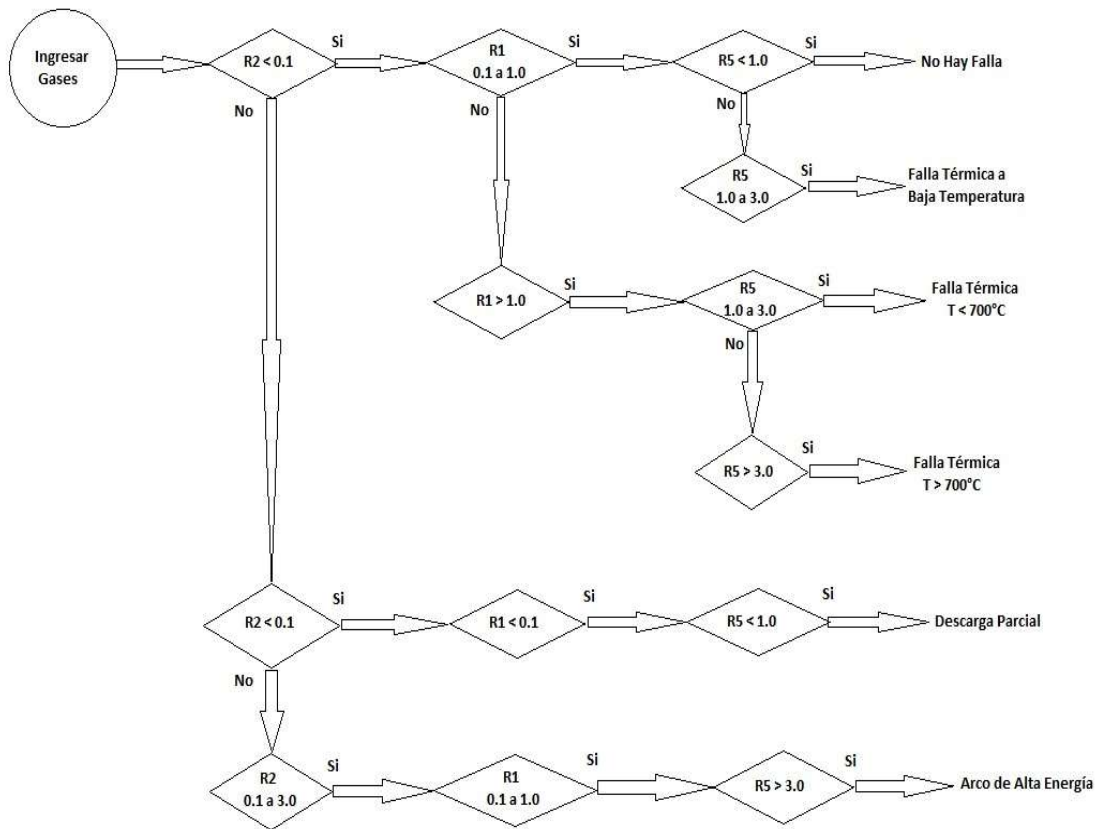
- Paso 1: identificar primero si hay falla, con la condición de que al menos dos de los gases involucrados superen por el doble su límite (tabla IV, capítulo 4) y que el etano o el óxido de carbono superen dicho límite. En caso contrario se declara que no existe falla.

- Paso 2: revisar si las relaciones R1, R2, R3 y R4 son números mayores a cero, y que no se encuentren divididos por cero. Con esto validamos que el método se puede utilizar; en caso contrario el método no es válido o no le es posible identificar ese tipo de falla.
- Paso 3: discriminar el valor de la relación R1, con los valores impuestos en el diagrama.
- Paso 4: comparar el valor de R2, tratando de buscar el tipo de falla que es posible que represente, a falta de leer las demás relaciones. En caso que no se encuentre en esta posibilidad, será identificado como una falla o estado no detectable.
- Paso 5: identificar R3, siempre con los valores en el diagrama, a falta de leer la última relación R4. En caso de no cumplir con ninguna condición, se identifica como falla o estado no detectable.
- Paso 6: comparar la relación R4 con los valores asignados. Si las 4 relaciones cumplen con un mismo flujo (una misma flecha) se identifica el tipo de falla. En caso que esta última relación no tenga un valor de los especificados, se declara que la falla o estado no es detectable.

5.1.1.2. Método de Rogers

Con este método, se siguen las relaciones de la tabla VI:

Figura 13. Diagrama de flujo, método Rogers



Fuente: elaboración propia.

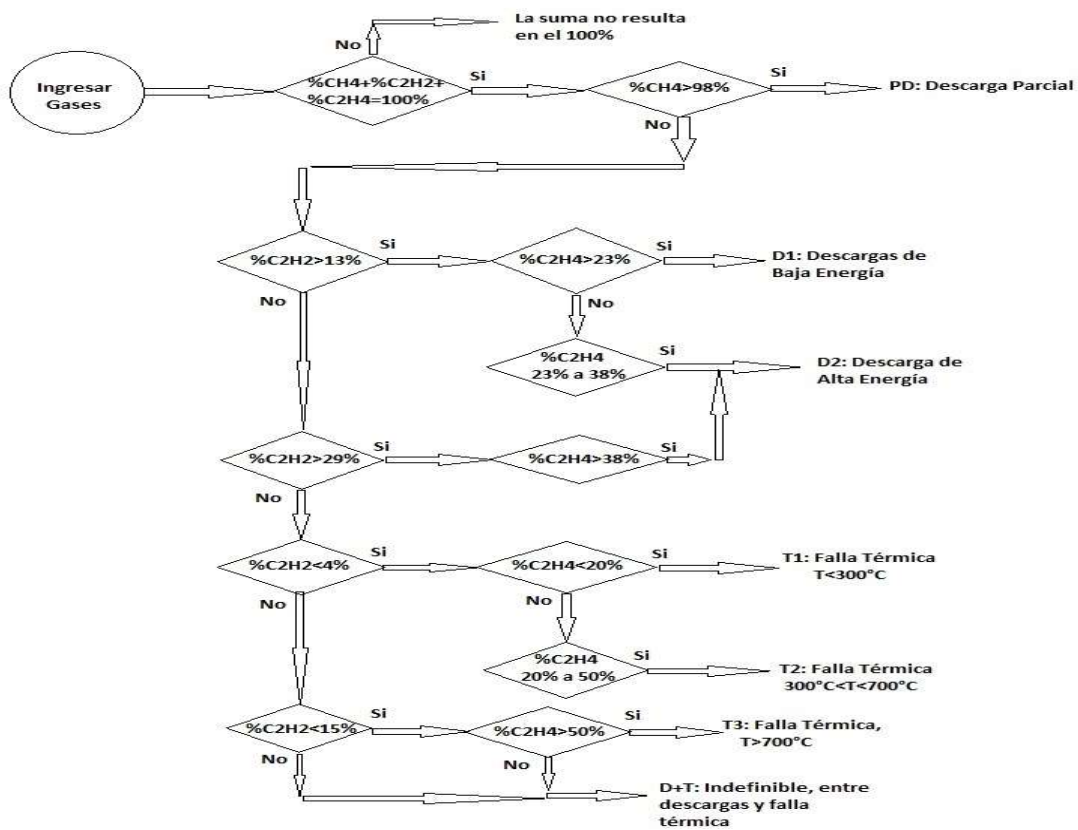
- Paso 1: se identifica el estado de R2, ya que este es el valor que se puede repetir en más de una ocasión; por ejemplo, el estado en que es menor a 0,1, que representa a 5 diferentes estados, y solo 1 es diferente.

- Paso 2: se identifica el estado de R1 con los que están en el diagrama de flujo. Cuando se identifica se sigue el flujo correspondiente.
- Paso 3: se comprará la relación R5 con los valores en el diagrama. Al identificar este valor, y que se haya seguido un mismo flujo, se identifica el tipo de falla.
- Opcional: se puede colocar en el programa la restricción que los gases de la tabla IV superen su límite, para estar seguros que existe una anomalía. Según el método y normas IEC e IEEE, esto no es necesario.

5.1.1.3. Método de Duval

Este método es gráfico, pero al analizar los límites de cada una de las zonas de falla que en la tabla VIII, puede utilizarse para realizar el siguiente diagrama de flujo.

Figura 14. Diagrama de flujo, método de Duval



Fuente: elaboración propia.

- Paso 1: revisar la suma de las concentraciones de metano, acetileno y etileno da el 100 % de los gases utilizados en este método.
- Paso 2: si el porcentaje de metano (CH₄) es mayor al 98 %, se considera como una falla por descargas parciales (PD). Caso contrario se prosigue con el siguiente estado.

- Paso 3: si se cumple que el acetileno es mayor al 13 % de la concentración, y el etileno mayor al 23 %, el resultado son descargas de baja energía (D1). Caso contrario se continúa con el diagrama.
- Paso 4: se tiene que cumplir una de las siguientes condiciones, $C_2H_2 > 13\%$ y $23\% < C_2H_4 < 38\%$ o $C_2H_2 > 29\%$ y $C_2H_4 > 38\%$, se tendrá una falla D2, descargas de alta energía. Si el resultado es no, se sigue el análisis.
- Paso 5, si la concentración de acetileno es menor al 4 % y del etileno es menor al 20 %, la falla detectada es la T1 o falla térmica de temperatura menor a 300° C.
- Paso 6: cuando el acetileno no supera el 4 % de la concentración de gases y el etileno se encuentra entre el 20 % y el 50 %, se tiene una avería T2, falla térmica con temperatura entre 300° C y los 700° C.
- Paso 7: teniendo la condición en que el acetileno no supera el 15 % y el etileno es superior al 50 %, se tiene falla del tipo T3 o falla térmica mayor a 700° C. En caso contrario se considera que la falla es del tipo D+T, indefinible entre descargas y falla térmica.

5.1.1.4. Método IEC

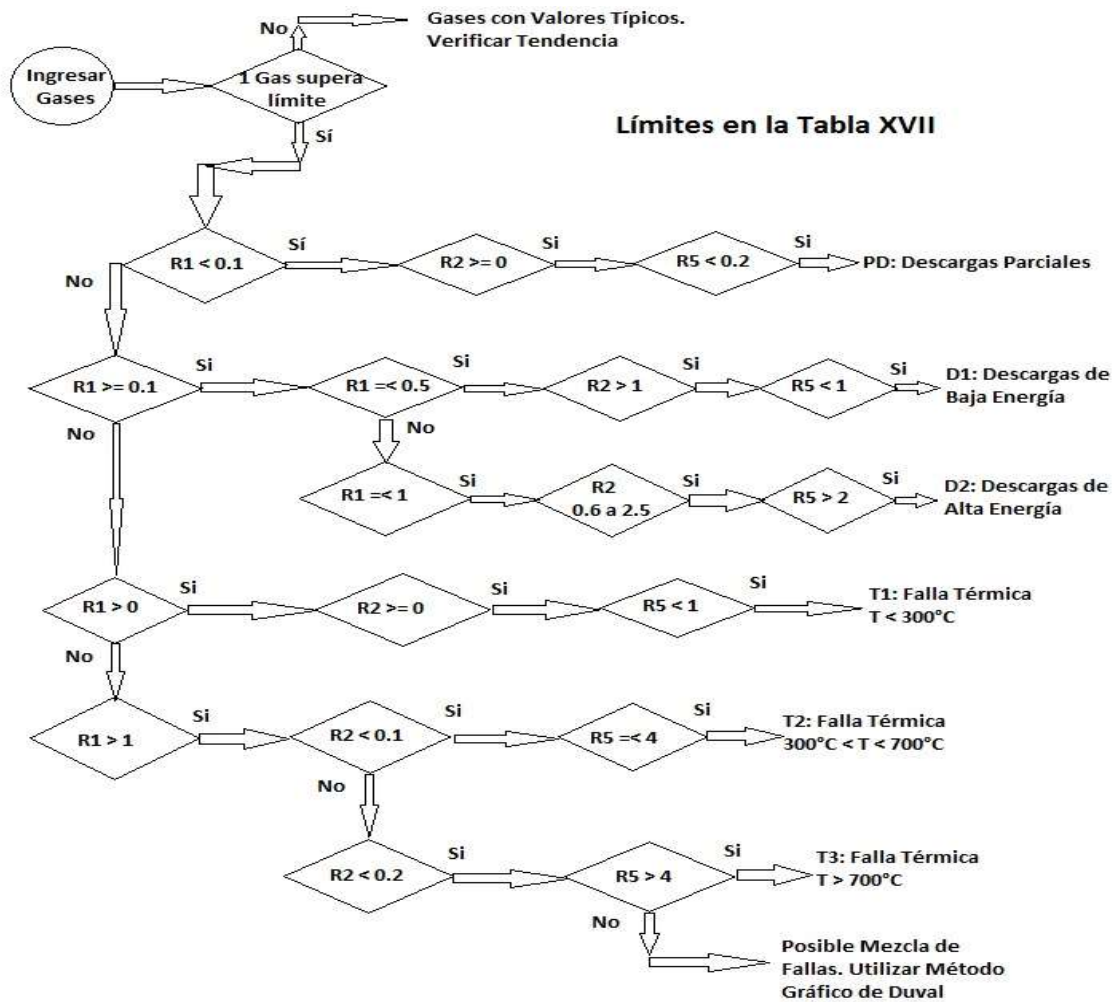
Se utilizará la siguiente tabla que representa los límites para el programa. Estos son valores que, al no ser superados, se considera que la cantidad de estos gases son normales, pero se debe vigilar las tendencias.

Tabla XVIII. Límite de ppm para el método IEC

Gas	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	TDGC	CO ₂
Límite(ppm)	60	40	3	60	540	753	5100

Fuente: elaboración propia.

Figura 15. Diagrama de flujo, método de IEC



Fuente: elaboración propia.

- Paso 1: si alguno de los gases en la tabla XVIII supera su límite, el método puede utilizarse y se sigue el flujo. En caso contrario, se considera que los gases están entre sus valores típicos, pero se recomienda siempre vigilar sus tendencias.
- Paso 2: si se encuentra la combinación en que R1 es menor a 0,1, R2 es mayor o igual a 0 y R5 es inferior a un valor de 0,2, se detecta una falla PD o descargas parciales; en caso contrario se sigue con el análisis.
- Paso 3: si la relación R1 está entre 0,1 y 0,5, R2 es mayor a 1 y R5 es menor a 1, se encuentra avería tipo D1 o descargas de baja energía. De no ser así, se prosigue con el flujo.
- Paso 4: cuando R1 tiene un valor entre 0,1 y 1, R2 mayor o igual a 0,6 y menor o igual a 2,5 y R5 es mayor a 2, se detectan D2: Descargas de Alta Energía. Si no es este caso se prosigue con el análisis.
- Paso 5: si la relación R1 supera un valor de 0, R2 supera o iguala también un valor de 0 y R5 es menor a 1, la falla será del tipo T1: Falla Térmica, $T < 300^{\circ}\text{C}$. Si no es de esta forma, se continúa en el diagrama.
- Paso 6: al detectarse que R1 es mayor a 1, R2 menor a 0,1 y R5 con valores entre 1 y 4, tendremos problema del tipo T2 o falla térmica, $300^{\circ}\text{C} < T < 700^{\circ}\text{C}$. Si no se encuentra este caso, proseguimos.
- Paso 7: por último, si R1 es mayor a 1, R2 menor a 0,2 y R5 superior a 4, se encuentra la falla T3 o falla térmica, $T > 700^{\circ}\text{C}$. Si no se da este caso, se declara “posible mezcla de fallas. Utilizar método gráfico de Duval”.

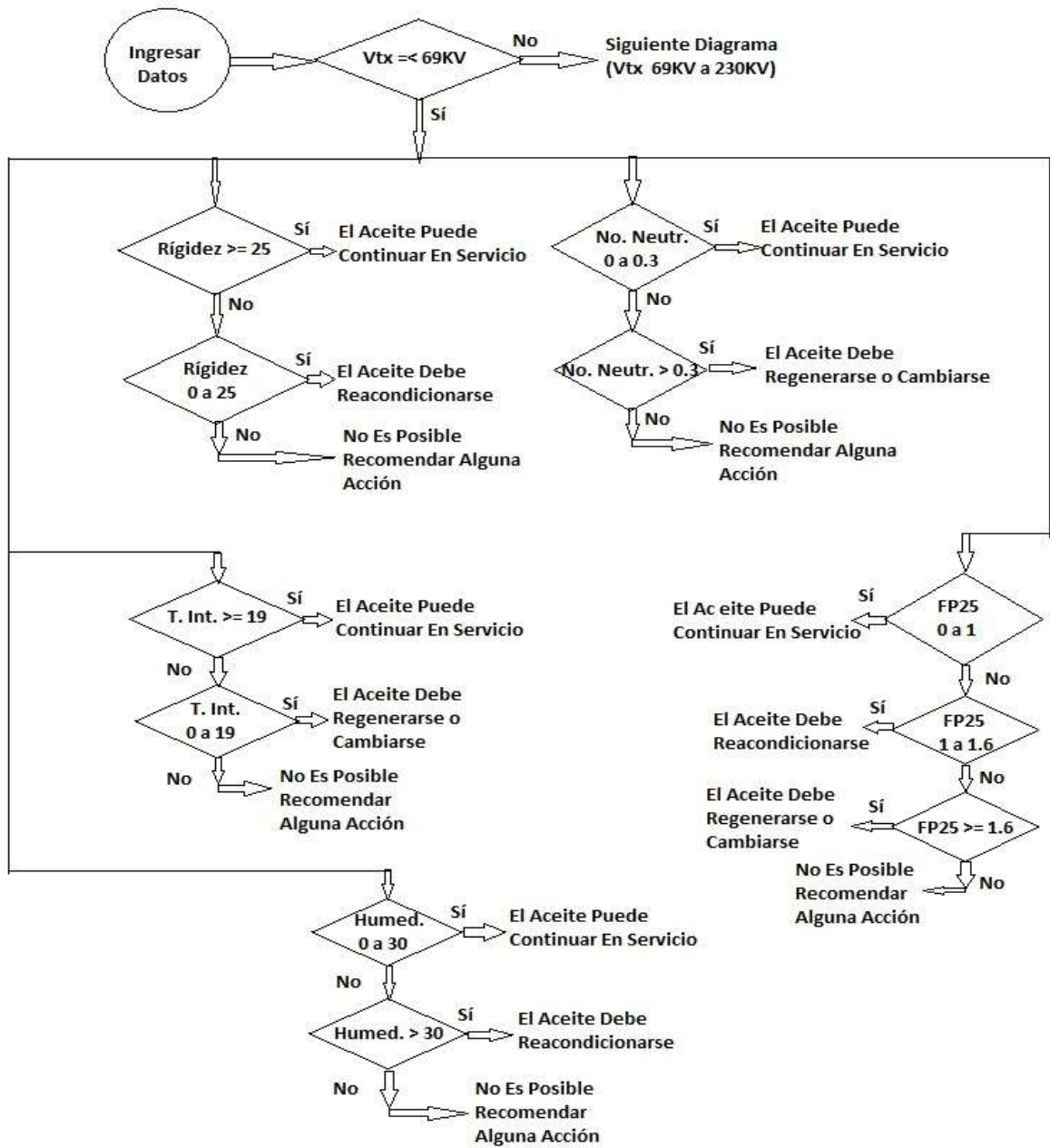
5.1.2. Ensayos físicos, químicos y eléctricos

Para los siguientes ensayos, se debe tomar en cuenta el voltaje del transformador al que se le aplica cada ensayo, ya que estos tienen diferentes valores donde la operación del transformador se considera en una condición normal. Los tres rangos de voltaje son menor a 69KV, entre 69KV y 230KV, y voltajes mayores a 230KV.

De todos los ensayos que se efectuarán, los ensayos que se usarán como referencia para determinar las acciones por realizar son: rigidez dieléctrica, número de neutralización, tensión interfásica, factor de potencia a 25° C y 100° C, humedad relativa, contenido de inhibidor, contenido de furanos, saturación y humedad por peso seco de agua.

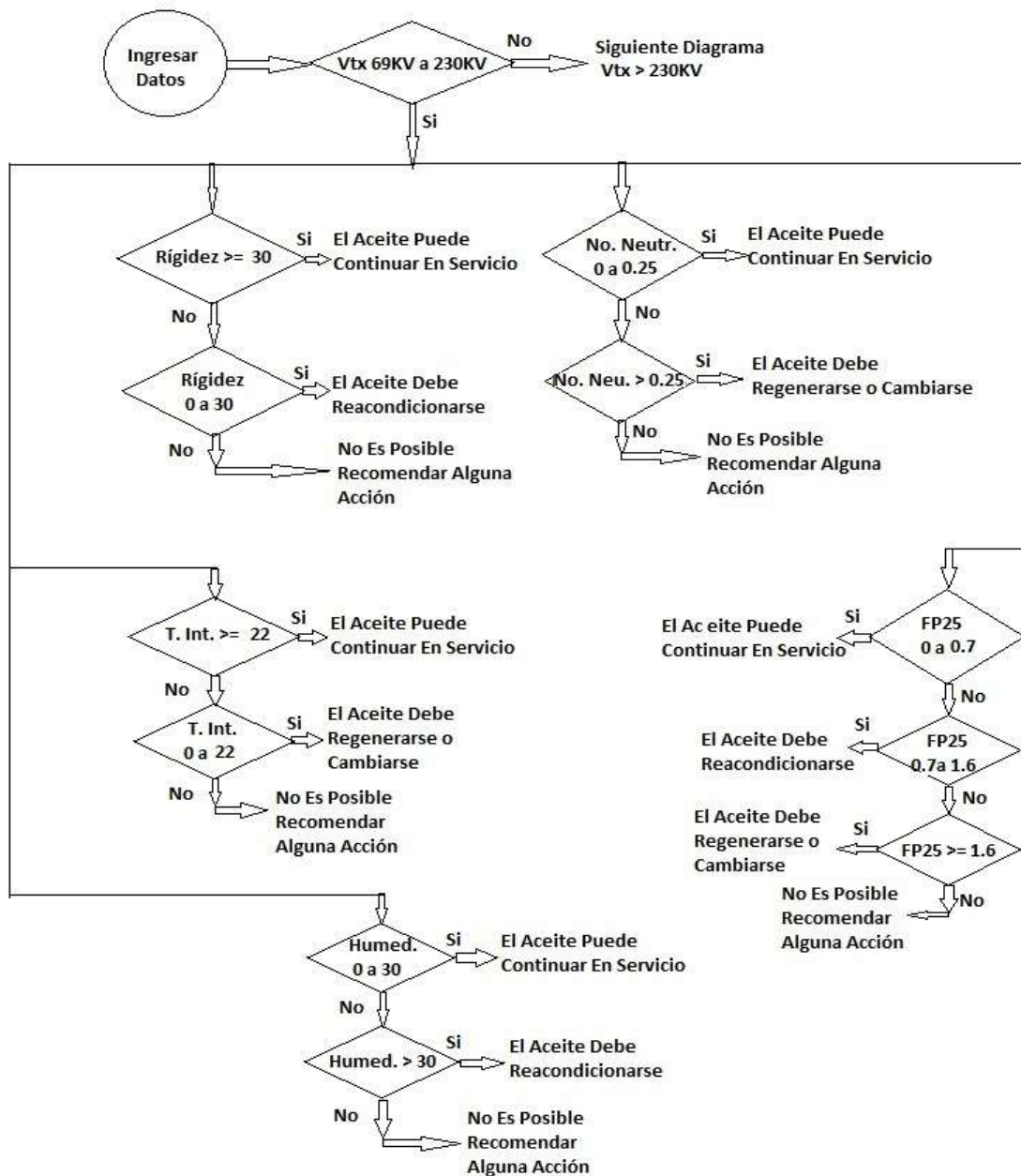
A continuación, se presentan los diagramas de flujo que apoyarán la programación del software, separados en el rango de voltaje posible. Todo está basado en las normas IEEE C57.106.

Figura 16. Diagrama de flujo, ensayos físicos, químicos y eléctricos para un voltaje menor a 69KV.



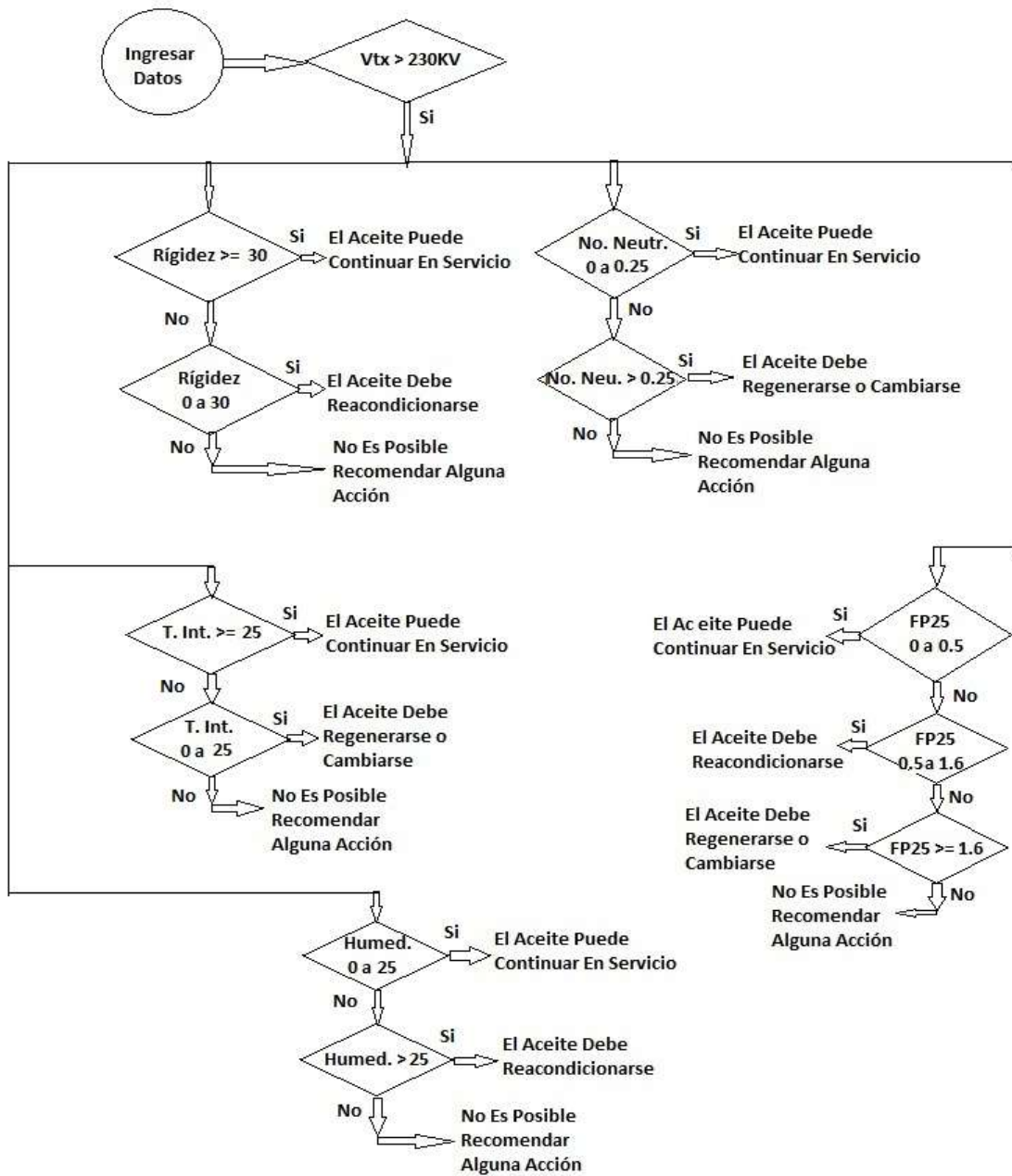
Fuente: elaboración propia.

Figura 17. Diagrama de flujo, ensayos físicos, químicos y eléctricos para voltajes entre 69KV y 230KV.



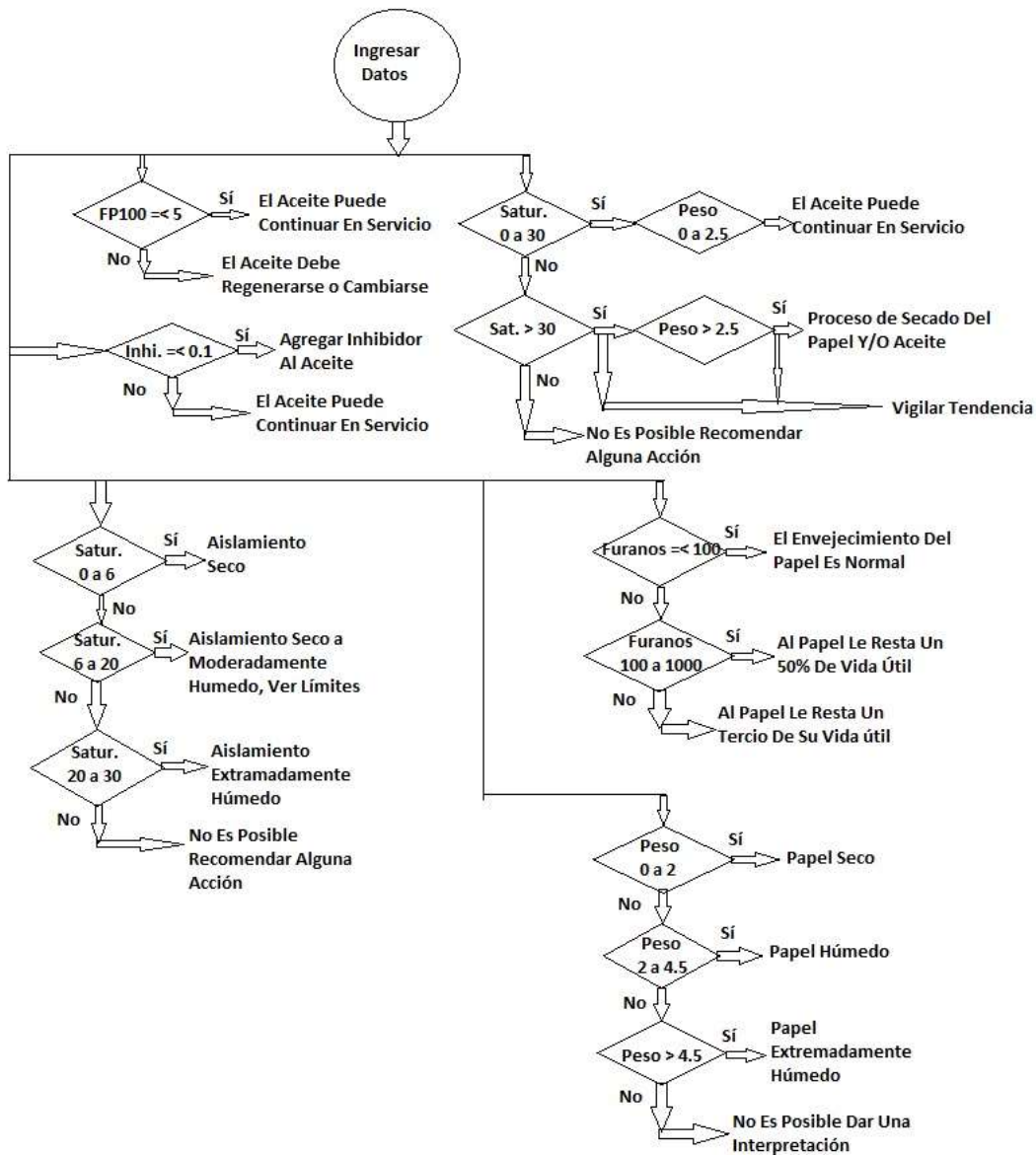
Fuente: elaboración propia.

Figura 18. Diagrama de flujo, ensayos físicos, químicos y eléctricos para un voltaje mayor a 230KV



Fuente: elaboración propia.

Figura 19. Diagrama de flujo, ensayos físicos, químicos y eléctricos que no dependen del rango de voltaje



Fuente: elaboración propia.

Lo primero que debe revisarse es el voltaje del transformador. Esto se hace para los diferentes ensayos hay diferentes condiciones de servicio normal, dependiendo exclusivamente del rango de voltaje en que se encuentre la máquina.

Al identificar el voltaje de operación se procede según las diferentes normas ASTM (todas en la tabla 6, norma IEEE C57.106) que tienen rangos de valores que pueden identificar si el aceite se encuentra en buen estado, si necesita reacondicionarse o ya no es funcional.

Los métodos que no dependen del voltaje de un transformador son los que se identifican en el diagrama de flujo de la figura 18. Estas son condiciones que debe cumplir todo transformador, ya que si uno muestra condiciones anormales, significa que el aceite está deteriorado o en un evidente estado defectuoso.

En los ensayos también se analizan los furanos encontrados en el aceite, siguiendo el cálculo expuesto en la sección 4.2.1.7.

5.2. Base de datos propuesta

Una base de datos es un conjunto de datos almacenado en una misma localización, que pueden ser posteriormente utilizados para consulta o comparación. Un ejemplo claro de una base de datos en el mundo es una biblioteca, ya que es un lugar donde se resguardan varios libros (datos) que están a la disponibilidad de la población seleccionada (estudiantes, por ejemplo, en un colegio o universidad).

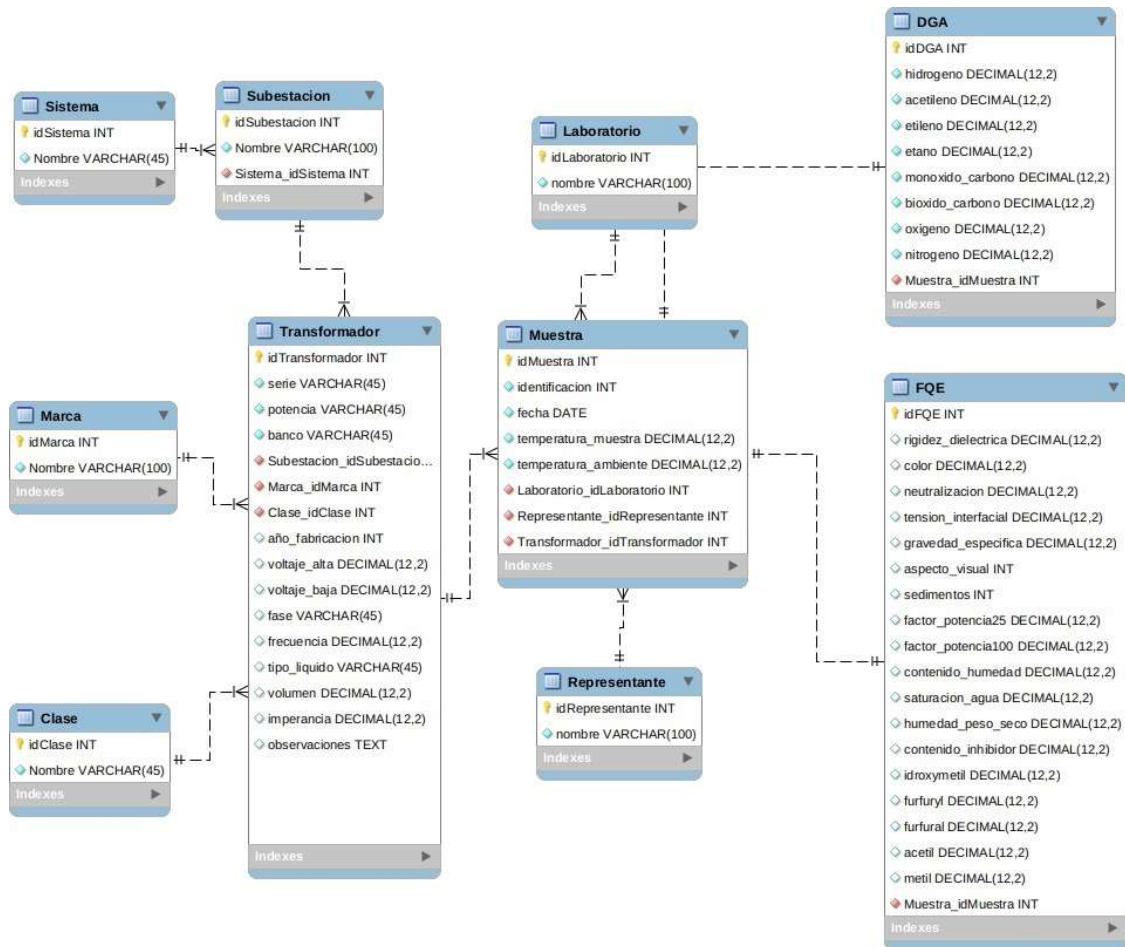
Para este trabajo, la base de datos servirá para ambas tareas mencionadas: de consulta para revisar los estudios anteriores, por cualquier motivo de estudio o para saber cómo se encontraba anteriormente un transformador; y de comparación, para saber la tendencia que tiene cada transformador a fallar de alguna en las formas detectables según la cromatografía de gases; y de cómo han cambiado las propiedades físicas, químicas y eléctricas del aceite a raíz de su antigüedad o de condiciones del transformador (carga, mantenimiento, condiciones climáticas, entre otras).

La base de datos fue realizada en el lenguaje SQL y podrá tener interfaz con JAVA para poder consultar en el programa realizado.

5.2.1. Pantalla de interface de la base de datos

En la siguiente imagen se muestra cómo será la interface de la base de datos:

Figura 20. Pantalla de interface de la base de datos



Fuente: elaboración propia.

Se puede ver que la base de datos seguirá una estrecha relación entre una serie de tablas, que son primordiales para consultar cada dato. Las primeras tablas son las necesarias para discriminar los datos y tener la información del transformador requerido. Esto se analizará con más detalle en el inciso 5.2.3

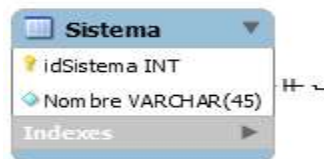
5.2.2. Tablas de base de datos y sus relaciones

Primero se presentará cada tabla para explicarla y mencionar su rol dentro del programa. Luego se explicará la relación entre las tablas para que se entienda cómo debe guardarse e ingresar los datos, tanto para casos nuevos como para consultas.

- Sistema

La tabla llamada Sistema representa de qué grupo de transformadores es la unidad; en este caso, como lo indica el título, será solo estudiado el sistema central de la ETCEE, por lo que este dato nunca cambiará.

Figura 21. **Tabla sistema**

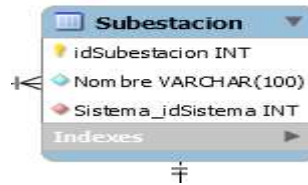


Fuente: elaboración propia.

- Subestación

La segunda tabla, denominada Subestación, representa el espacio físico donde se encuentra el banco o unidad de transformación estudiado. Las posibles son: Guatemala sur, Guatemala norte, Guatemala este y Escuintla.

Figura 22. **Tabla subestación**



Fuente: elaboración propia.

- Transformador

Puede ser la tabla fundamental del programa, ya que en esta se almacenan los datos del transformador por estudiar. Los datos que solicita ingresar son los siguientes:

- Número de serie
- Potencia
- Banco de transformación
- Año de fabricación
- Voltaje de alta
- Voltaje de baja
- Fase
- Frecuencia
- Tipo de líquido (para este trabajo, aceite de transformador)
- Volumen del tanque de aceite
- Impedancia
- Observaciones

Figura 23. **Tabla transformador**



Fuente: elaboración propia.

La tabla necesita varios datos de placa, los cuales se recolectan con visitas a los transformadores. Esto ayuda a que la información del transformador esté completa y en orden.

- Marca

Esta tabla sirve únicamente para guardar el dato de la fábrica que construyó el transformador.

Figura 24. **Tabla marca**



Fuente: elaboración propia.

- **Muestra**

Desde esta tabla se separan los diferentes estudios realizados a un transformador seleccionado. Estas muestras son identificadas por un único número, por lo que con este dato podemos seleccionar la muestra requerida. La base de datos también solicita la información de la fecha, de la muestra, temperatura de la muestra y del ambiente y el laboratorio subcontratado para realizar el estudio.

Figura 25. **Tabla muestra**



Fuente: elaboración propia.

- Laboratorio

Como lo indicado en la tabla “Marca”, esta es únicamente para almacenar el nombre del laboratorio encargado del muestreo y análisis del aceite.

Figura 26. **Tabla laboratorio**

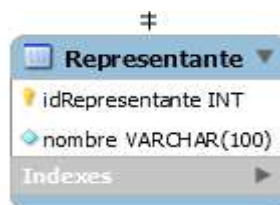


Fuente: elaboración propia.

- Representante

Cada laboratorio tiene una empresa representante, por lo que esta será ingresada y almacenada también en la base de datos. Esta tabla sirve exclusivamente para esta información.

Figura 27. **Tabla representante**

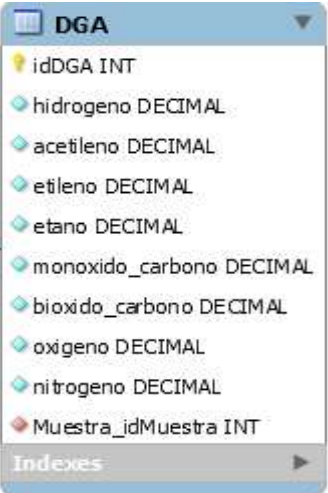


Fuente: elaboración propia.

- DGA

En esta tabla se almacena cada dato de los gases detectados por la cromatografía de gases en el aceite dieléctrico. Este dato es almacenado como números en ppm. El programa convocará estos datos para correrlos de nuevo y mostrar los mismos resultados que ya se habían entregado en una ocasión pasada.

Figura 28. **Tabla DGA**



The image shows a screenshot of a database table named 'DGA'. The table has the following columns and data types:

Column Name	Data Type
idDGA	INT
hidrogeno	DECIMAL
acetileno	DECIMAL
etileno	DECIMAL
etano	DECIMAL
monoxido_carbono	DECIMAL
bioxido_carbono	DECIMAL
oxigeno	DECIMAL
nitrogeno	DECIMAL
Muestra_idMuestra	INT

The screenshot also shows an 'Indexes' section at the bottom with a right-pointing arrow.

Fuente: elaboración propia.

Esta es una tabla muy importante para varios estudios, ya que estos los datos se usan para la predicción de fallas posibles según la presencia de gases en el líquido dieléctrico. Al mismo tiempo, sirve para realizar la comparación de los datos de muestras realizadas anteriormente y revisar tendencias de crecimiento o decremento en los datos.

- FQE

Esta es una tabla separada de la del estudio de gases, ya que son estudios completamente diferentes; es decir, no tiene una relación directa entre ellos. Los datos ingresados en esta tabla podremos analizarlos para identificar las características actuales del aceite, tomando en cuenta su composición física, molecular y su capacidad eléctrica.

Hay 18 espacios disponibles, que son los resultados de esos estudios para cada estudio normalizado por la norma IEC 60422.

Figura 29. **Tabla FQE**



The image shows a screenshot of a database table structure for a table named 'FQE'. The table has 18 columns. The first column is 'idFQE' of type 'INT'. The remaining 17 columns are of type 'DECIMAL(12,2)' or 'INT'. The columns are: 'rigidez_dielectrica', 'color', 'neutralizacion', 'tension_interfacial', 'gravedad_especifica', 'aspecto_visual', 'sedimentos', 'factor_potencia25', 'factor_potencia100', 'contenido_humedad', 'saturacion_agua', 'humedad_peso_seco', 'contenido_inhibidor', 'idroxymetil', 'furfuryl', 'furfural', 'acetil', and 'metil'. The last column is 'Muestra_idMuestra' of type 'INT'. The table is displayed in a window with a blue header and a scrollable list of columns.

Column Name	Data Type
idFQE	INT
rigidez_dielectrica	DECIMAL(12,2)
color	DECIMAL(12,2)
neutralizacion	DECIMAL(12,2)
tension_interfacial	DECIMAL(12,2)
gravedad_especifica	DECIMAL(12,2)
aspecto_visual	INT
sedimentos	INT
factor_potencia25	DECIMAL(12,2)
factor_potencia100	DECIMAL(12,2)
contenido_humedad	DECIMAL(12,2)
saturacion_agua	DECIMAL(12,2)
humedad_peso_seco	DECIMAL(12,2)
contenido_inhibidor	DECIMAL(12,2)
idroxymetil	DECIMAL(12,2)
furfuryl	DECIMAL(12,2)
furfural	DECIMAL(12,2)
acetil	DECIMAL(12,2)
metil	DECIMAL(12,2)
Muestra_idMuestra	INT

Fuente: elaboración propia.

- Relación de tablas

Tomando nuevamente como referencia la figura 20, donde se muestra la interface, también se identifica las relaciones que tendrá cada tabla. Se forma un diagrama de flujo de cómo se almacena la información y cómo se discrimina cada dato para almacenarlo en el lugar correcto.

La tabla Sistema se refiere a qué sistema está relacionado el transformador por estudiar. Para el caso de este trabajo de graduación es únicamente el sistema central, manejado por la ETCEE-INDE.

Luego de esta información, sigue el flujo de relación con el dato de la Subestación en donde se encuentra el transformador. Las posibles son las mencionadas en el inciso 5.2.2.2.

Seguimos con la relación de esta tabla con la denominada Transformador, donde están almacenadas todas las características físicas y de operación de cada aparato. Esta tiene relación con 2 tablas más, la tabla Marca, que únicamente guarda el fabricante del transformador, y la tabla Muestra.

La tabla Muestra almacena los datos de la extracción de aceite para pruebas de laboratorio, las condiciones del ambiente y cómo se identifica el estudio realizado (ID). La misma tiene relación con otras 4 tablas, Laboratorio, que identifica el lugar destinado a estudiar el aceite; Representante, que almacena al encargado de la prueba al aceite; y las tablas DGA y FQE.

Las tablas DGA y FQE son independientes una de la otra, por lo que no tendrán incidencia alguna sobre cada estudio cromatográfico realizado a los estudios característicos del aceite y viceversa.

5.3. Análisis de gases disueltos

A continuación se presentan las programaciones realizadas en el lenguaje JAVA utilizado para el programa aplicado a los estudios de cromatografía de gases. Se utilizan los 4 métodos descritos en los algoritmos presentados en este mismo capítulo.

5.3.1. Uso del programa

El programa está dirigido a técnicos y profesionales, de forma que sea simple y facil la manipulación del mismo y de interpretar los resultados de los diferentes estudios. La pantalla de inicio muestra el logo del INDE y carga el sistema.

Figura 30. **Pantalla de inicio del programa**



Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Luego, cuando estamos en la ventana donde se van a introducir los datos de placa de los transformadores, tendremos la siguiente ventana:

Figura 31. **Pantalla de introducción de datos de transformadores**

The screenshot shows a software window titled 'Pantalla de introducción de datos de transformadores'. The form includes the following fields:

- Sub-estacion: Guatemala Norte (dropdown with a green plus icon)
- Banco: 2 (text input)
- Marca: ANSAL (dropdown with a green plus icon)
- Serie: 2172106 (text input)
- Potencia: 50 (text input)
- Frecuencia: 60 (dropdown)
- Fecha de Fabricacion: 1982 (text input)
- Tipo liquido: Aceite (text input)
- Volumen: 19000.00 (text input)
- Voltaje alta: 230.00 (text input)
- Voltaje baja: 69.00 (text input)
- Fase: R (dropdown)
- Imperancia: 0.10 (text input)
- Clase: ONAN/ONAF (dropdown with a green plus icon)
- Observaciones: Ninguna (text area)

Below the form are four buttons: 'Crear', 'Cargar', 'Modificar', and 'Ver Muestras'. At the bottom is a table with the following data:

Sub-estacion	Banco	Fase	Serie
as2	1	R	00725
Escuintla	2	R	ET093892
Escuintla	Reserva	R	A02023
Guatemala Este	1	R	1111881
Guatemala Este	2	R	ET0099121
Guatemala Este	2	R	2172106
Guatemala Norte	2	R	2172106

Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

En esta se solicitan todos los datos que presentamos en la figura 23, ya que estos datos se guardan en la base de datos y sirven para almacenar, según su serie, las diferentes muestras a cada transformador.

Se puede visualizar las figuras de círculos verdes, que sirven para actualizar los datos en los ítems ya que tienen una caja de opciones donde se desplegarán las opciones comunes, pero se podrán agregar más a la base de datos gracias a esta acción.

En esta ventana se despliegan los transformadores que ya existen en la base de datos. Al seleccionarlo podremos visualizar todos los datos del transformador por seleccionar.

Los cuatro botones tienen su propia acción para llevar a la ventana de muestras. El botón “Crear” permite generar una nueva entrada a la tabla transformador; el de “Modificar” sirve para realizar cambios a la unidad seleccionada; el botón “Cargar” despliega en cada espacio los datos del ítem seleccionado y “Ver Muestras” mostrará la ventana de muestras.

Al pasar a la ventana de Muestra, se tiene como dato no modificable la subestación, el banco al que pertenece, la fase a la que está conectado y la serie del transformador.

Lo que podremos agregar para nuevas muestras será la identificación de la muestra (única para cada una), el laboratorio a cargo del estudio, el representante (empresa) a cargo del análisis, la fecha de extracción de la muestra de aceite y la temperatura ambiente y de la muestra.

Al igual que en la ventana de Transformadores, nos permitirá realizar un nuevo registro a la tabla Muestra, modificar alguna muestra ya introducida y el FQE y DGA mostrará la pantalla para introducir los datos de cada estudio.

Figura 32. Pantalla de introducción de datos de muestras

Fecha	Identificacion	Laboratorio	Representante
2018-04-06	172564	Laboratorio	RESET
2016-06-28	53769	Laboratorio	RESET

Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Luego nos desplegará dos ventanas: una que es el estudio físico químico y eléctrico, que analizaremos más adelante, y la cromatografía de gases, que es donde podremos analizar los gases disueltos encontrados en la muestra de aceite.

Figura 33. **Pantalla de introducción de resultados de la cromatografía de gases**

Identificación 172564			
Hidrogeno H2	9.10	Monoxido de carbono CO	748.00
Acetileno C2H2	0.00	Dioxido de carbono CO2	200.00
Etileno C2H4	2.80	Oxigeno O2	10500.00
Etano C2H6	1.00	Nitrogeno N2	52100.00
Metano CH4	8.00		

Cancelar Guardar Diagnostico Modificar

Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

En esta ventana se dedica únicamente a la introducción de los datos en partes por millón de cada gas involucrado en el estudio que se visualizan en la figura.

Al seleccionar el botón Diagnóstico, nos despliega los resultados de los métodos utilizados de la cromatografía de gases. Con la gráfica de gases clave e identificación del transformador estudiado, también abre un espacio de observaciones. El botón modificar permite poder realizar modificaciones a la muestra guardada.

5.3.2. Cálculos por realizar

El programa basa sus cálculos en los métodos desarrollados en el capítulo 4 y con los algoritmos presentados al inicio de este capítulo, por lo que se presenta la programación realizada por cada método.

En el caso de las gráficas no existen cálculos por realizar más que presentarla en el programa y visualizar los resultados de cada método en el que son necesarias.

- Método de Dörnenburg

El método presenta 4 relaciones R_1 , R_2 , R_3 y R_4 que ya fueron desarrolladas de la siguiente manera:

$$R_1 = \frac{CH_4}{H_2}$$

$$R_2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$$

$$R_3 = \frac{C_2H_2}{CH_4}$$

$$R_4 = \frac{C_2H_6}{C_2H_2}$$

Siguiendo el algoritmo presentado en la figura 12 se programó de la siguiente manera:

```

package Algoritmos;
/**
 *
 * @author Luis Fuentes
 */
public class Dornenburg {
    /**
     * This is a method
     * @param H2 JAJA
     * @return nothing
     */
    public static void calcular(double H2, double CH4, double CO,
double C2H2, double C2H4, double C2H6) {
        double R1, R2, R3, R4;
        R1 = CH4 / H2;
        R2 = C2H2 / C2H4;
        R3 = C2H2 / CH4;
        R4 = C2H6 / C2H2;
        System.out.println(
            "R1=" + String.valueOf(R1) + "\n" +
            "R2=" + String.valueOf(R2) + "\n" +
            "R3=" + String.valueOf(R3) + "\n" +
            "R4=" + String.valueOf(R4) + "\n");

        if (H2 >= 100 * 2 || CH4 >= 120 * 2 || C2H2 >= 35 * 2 ||
C2H4 >= 2 * 65) {
            if (C2H6 >= 65 || CO >= 350) {
                if (R1 > 0 && R2 > 0 && R3 > 0 && R4 > 0) {

                    if (R1 < 0.1 && R2 < 0.01 && R3 < 0.3 && R4 >
0.4) {

                        //Corona(Baja intensidad)
                        System.out.println("corona");

                    } else if ((R1 >= 0.1 && R1 <= 1) && R2 > 0.75
&& R3 > 0.3 && R4 < 0.4) {
                        //Arco(Alta intensidad)
                        System.out.println("alta");
                    } else if (R1 > 1.0 && R2 < 0.75 && R3 < 0.3
&& R4 > 0.4) {
                        //Descomposicion Termica
                        System.out.println("termica");
                    } else {
                        //No detectable
                        System.out.println("no detectable");
                    }
                } else {
                    //No puede utilizar el metodo
                    System.out.println("No puede utilizar el
metodo");
                }
            } else {
                //No hay falla
                System.out.println("No hay falla");
            }
        } else {
            //Error no hay falla
            System.out.println("No hay falla");
        }
    }
}

```

- Método de Rogers

Este método nuevamente presenta relaciones desarrolladas en el capítulo anterior, se usan las relaciones R1, R2 y R5:

$$R_1 = \frac{CH_4}{H_2}$$

$$R_2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$$

$$R_5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$$

El algoritmo utilizado para este método es el presentado en la figura 13.

```

package Algoritmos;

/**
 *
 * @author Luis Fuentes
 */
public class Rogers {

    public static void calcular(double CH4, double H2, double
C2H2, double C2H4, double C2H6) {
        double R1 = CH4 / H2;
        double R2 = C2H2 / C2H4;
        double R5 = C2H4 / C2H6;

        if ((R1 >= 0.1 && R1 <= 1) && R2 < 0.1 && R5 < 1.0) {
            System.out.println("Unidad normal");
        } else if (R1 < 0.1 && R2 < 0.1 && R5 < 1.0) {
            System.out.println("Descarga Parcial");
        } else if ((R1 >= 0.1 && R1 <= 1) && (R2 >= 0.1 && R2 <=
3) && R5 > 3) {
            System.out.println("Arco de alta energia");
        } else if ((R1 >= 0.1 && R1 <= 1) && R2 < 0.1 && (R5 >=
1.2 && R5 <= 3.0)) {
            System.out.println("Falla termica de Baja
temperatura");
        } else if (R1 > 1.0 && R2 < 0.1 && (R5 >= 1 && R5 <= 3)) {
            System.out.println("Falla termica T < 700 C");
        } else if (R1 > 1 && R2 < 0.1 && R5 > 3) {
            System.out.println("Falla termica T > 700 C");
        } else {
            System.out.println("No hay falla");
        }
    }
}

```

- Método de Duval

El método de Duval analiza el porcentaje de acetileno, etileno y metano presente en la muestra del aceite dieléctrico, dado por las ecuaciones 10, 11 y 12 del capítulo 4.

Utilizamos el siguiente código de programación siguiendo el algoritmo de la figura 14:

```

package Algoritmos;

/**
 *
 * @author Luis Fuentes
 */
public class Duval {

    public static void calcular(double C2H2, double C2H4,
double CH4) {

        double pC2H2 = (100 * C2H2) / (C2H2 + C2H4 + CH4);
double pC2H4 = (100 * C2H4) / (C2H2 + C2H4 + CH4);
double pCH4 = (100 * CH4) / (C2H2 + C2H4 + CH4);
System.out.println(""
        + "%C2H2 = " + pC2H2 + "\n"
        + "%C2H4 = " + pC2H4 + "\n"
        + "%C4H = " + pCH4);
    if (pC2H2 + pC2H4 + pCH4 == 100) {
        if (CH4 > 98) {
            System.out.println("Descargas parciales");
        } else if (pC2H2 > 13 && pC2H4 < 23) {
            System.out.println("Descargas de baja
energia");
        } else if (pC2H2 > 13 && (pC2H4 >= 23 && pC2H4 <=
38)) {
            System.out.println("Descargas de alta
energia");
        } else if (pC2H2 < 4 && pC2H4 < 10) {
            System.out.println("Falla termica T < 300
C");
        } else if (pC2H2 < 4 && (pC2H4 >= 10 && pC2H4 <=
50)) {
            System.out.println("Falla termica 300 C < T
< 700 C");
        } else if (pC2H2 < 15 && pC2H4 > 50) {
            System.out.println("Falla termica T > 700
C");
        } else {
            System.out.println("Error");
        }
    } else {
        System.out.println("La suma no resulta en el
100%");
    }
}
}

```

- Método de IEC

El método de la IEC utiliza las relaciones de gases R1, R2 y R5, con las comparaciones vistas en la tabla IX y el algoritmo de la figura 15.

```

package Algoritmos;

/**
 *
 * @author Luis Fuentes|
 */
public class IEC {

    public static void calcular(double H2, double CH4, double
C2H2, double C2H4, double C2H6, double CO, double CO2) {
        double R1, R2, R5, TDGC;
        R1 = CH4 / H2;
        R2 = C2H2 / C2H4;
        R5 = C2H4 / C2H6;
        TDGC = H2 + CH4 + C2H2 + C2H4 + C2H6 + CO;

        System.out.println(
            "R1=" + String.valueOf(R1) + "\n"
            + "R2=" + String.valueOf(R2) + "\n"
            + "R5=" + String.valueOf(R5) + "\n");

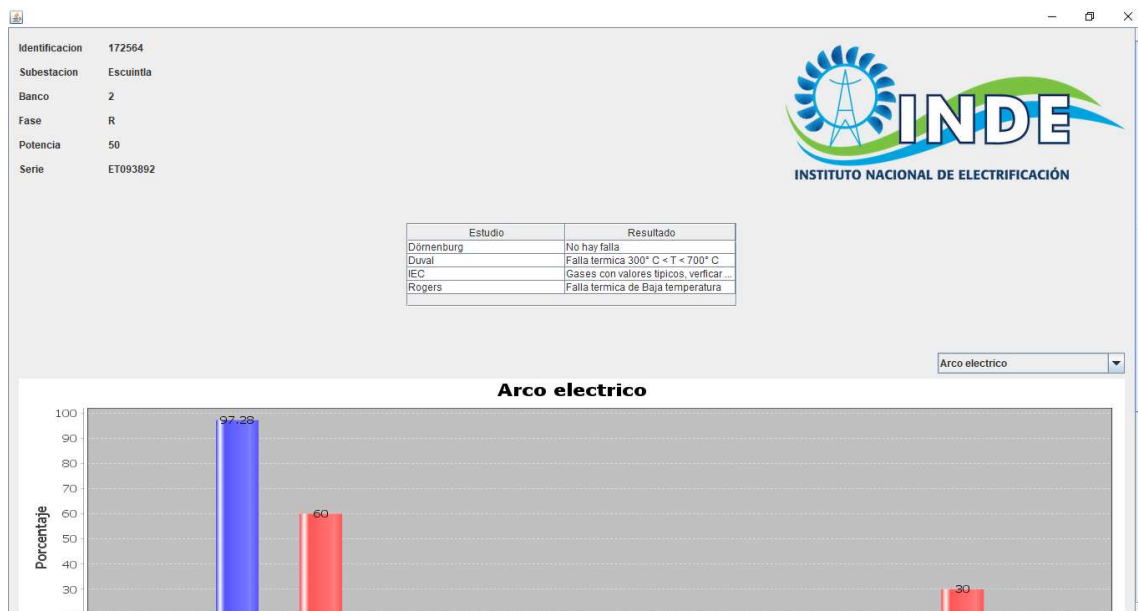
        if (H2 > 60 || CH4 > 40 || C2H2 > 3 || C2H4 > 60 ||
C2H6 > 540) {
            if (R1 < 0.1 && R2 < 0.01 && R5 < 0.2) {
                System.out.println("Descarga parcial");
            } else if ((R1 >= 0.1 && R1 <= 0.5) && R2 > 1.0
&& R5 > 1.0) {
                System.out.println("Descarga de baja
energía");
            } else if ((R1 >= 0.1 && R1 <= 1) && (R2 >= 0.6
&& R2 <= 2.5) && R5 > 2) {
                System.out.println("Descarga de alta
energía");
            } else if (R1 > 1 && R2 < 0.01 && R5 < 1) {
                System.out.println("Falla termica T < 300
C");
            } else if (R1 > 1.0 && R2 < 0.1 && (R5 >= 1 && R5
<= 4)) {
                System.out.println("Falla termica 300 C < T
< 700 C");
            } else if (R1 > 1 && R2 < 0.2 && R5 > 4) {
                System.out.println("Falla termica T > 700
C");
            } else {
                System.out.println("Posible mezcla de fallas.
Utilizar metodo grafico duval");
            }
        } else {
            //Error no hay falla
            System.out.println("Gases con valores tipicos,
verficar tendencia");
        }
    }
}

```

5.3.3. Hoja de diagnóstico

El diagnóstico será resumido en la siguiente página para el análisis del responsable de subestaciones. En el caso del método de gas clave, se elige según lo verificado en la gráfica y los posibles escenarios a discreción del digitador.

Figura 34. Hoja de diagnóstico para el análisis de gases en el aceite



Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

5.4. Ensayos físicos, químicos y eléctricos

En esta sección se trabaja los ensayos de las características físicas, químicas y eléctricas del aceite dieléctrico. Esta ventana es producto del botón Crear de la Muestra, que deja introducir los resultados obtenidos por el laboratorio.

5.4.1. Uso del programa

El botón modificar permite cambiar datos ya guardados en la base de datos; de no elegir esta opción se almacenará datos nuevos a la base de datos.

El botón de resultados muestra el resumen y resultado de las pruebas realizadas para la impresión del mismo y el análisis por la persona a cargo.

Figura 35. **Pantalla de introducción de resultados de los ensayos físicos, químicos y eléctricos**

Identificación 172564	
Rigidez dielectrica (KV) ASTM D877	42.00
Color ASTM D1524	0.50
Neutralizacion (mg KOH/g) ASTM D974	0.01
Tension interfasial (mN/m) ASTM D971	45.00
Gravedad especifica ASTM D1298	0.87
Aspecto visual ASTM D1524	Claro
Sedimentos ASTM D1698	Limpio
Factor de potencia a 25 C (%) ASTM D924	0.01
Factor de potencia a 100 C (%) ASTM D924	0.36
Contenido de humedad (ppm) ASTM D1533	8.00
Saturacion de agua (%) IEEE 62	4.00
Humedad por peso seco (%) IEEE 62	0.00
Contenido de inhibidor (%) ASTM D2668	0.21
Contenido de furanos (ppm) ASTM D5837	0.15
Idroximetil	0.01
Furfuryl	0.01
Furfural	0.12
Acetil	0.01
Metil	0.01

Modificar Resultados
Guardar Cancelar

Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).


5.4.2. Especificaciones del programa

En el programa se introducen códigos siguiendo los algoritmos de las figuras 16, 17, 18 y 19 de este mismo capítulo, donde se tiene en cuenta los diferentes casos de nivel de voltaje (para los estudios que sí lo requiere) y poder brindar un diagnóstico correcto a cada aspecto.

5.4.3. Hoja de diagnóstico

El diagnóstico será resumido en la siguiente página para el análisis del responsable de subestaciones.

Figura 36. Hoja de diagnóstico de los ensayos físicos, químicos y eléctricos

Identificación	172564	 INDE INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN	
Subestacion	Escuintla		
Banco	2		
Fase	R		
Potencia	50		
Serie	ET093892		

Estudio	Resultado	Acciones recomendadas
Rigidez dielectrica	42.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Color	0.50	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
No. de neutralizacion	0.01	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Tension interfacial	45.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Gravedad especifica	0.87	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Aspecto visual	Claro	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Sedimentos	Limpio	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Factor de potencia a 25° C	0.01	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Factor de potencia a 100° C	0.36	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Contenido de humedad	8.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Saturacion de agua	4.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Humedad por peso seco	0.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Contenido de inhibidor	0.21	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Contenido de furanos	160.0	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.

Aspecto	Resultado
Grado de polimerizacion	694.52
Edad esperada	15.96
Envejecimiento	1.77
Vida residual	86.81%
Analisis envejecimiento	Posiblemente prematuro porque el indice es mayor a 1.2.

Observaciones

Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

6. PRUEBA DEL PROGRAMA EN TRANSFORMADORES DEL SISTEMA CENTRAL DE LA ETCEE-INDE

En este capítulo pondremos a prueba el programa con estudios realizados anteriormente. Esta es la nueva forma en la que se presentarán los resultados de los estudios realizados.

Se debe tomar en cuenta que todos los datos son resultado de pruebas realizadas a los transformadores en el año 2016. Por confidencialidad de los datos, solo se nombrará el banco al que pertenece el transformador.

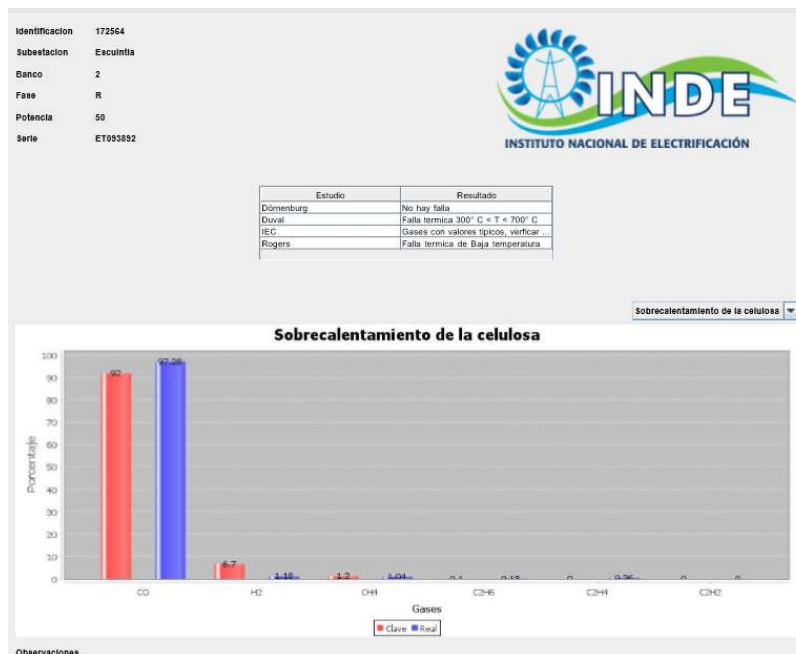
6.1. Transformadores de potencia en subestación Escuintla

La subestación Escuintla está conectada mediante la línea de 230KV con la subestación Guatemala Sur. Sirve como una subestación de transmisión a distribución.

6.1.1. Transformador banco 2

A continuación presentamos los resultados del estudio descrito en el anexo 1. Este es el estado del transformador según los estudios característicos y cromatográficos.


Figura 37. **Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 2**



Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

En el análisis de los gases se puede ver que por el método de Dörnenburg y el de la IEC no son detectadas fallas. Para el método de Duval se detecta una posibilidad de una falla térmica entre los 300° C y 700° C; para Rogers es detectable una falla térmica a baja temperatura. Para el método de Gas Clave se puede apreciar un escenario que tiende al sobrecalentamiento del papel.

Figura 38. **Resultados del estudio característico al transformador banco 2**

Identificación	172564		
Subestacion	Escuintla		
Banco	2		
Fase	R		
Potencia	50		
Serie	ET093892	INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN	

Estudio	Resultado	Acciones recomendadas
Rigidez dielectrica	42.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Color	0.50	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
No. de neutralizacion	0.01	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Tension interfacial	45.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Gravedad especifica	0.97	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Aspecto visual	Claro	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Sedimentos	Limpio	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Factor de potencia a 25° C	0.01	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Factor de potencia a 100° C	0.36	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Contenido de humedad	8.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Saturacion de agua	4.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Humedad por peso seco	0.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Contenido de inhibidor	0.21	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Contenido de furanos	110.0	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.

Aspecto	Resultado
Grado de polimerizacion	1002.86
Edad esperada	6.23
Envejecimiento	0.69
Vida residual	0.0%
Análisis envejecimiento	Normal

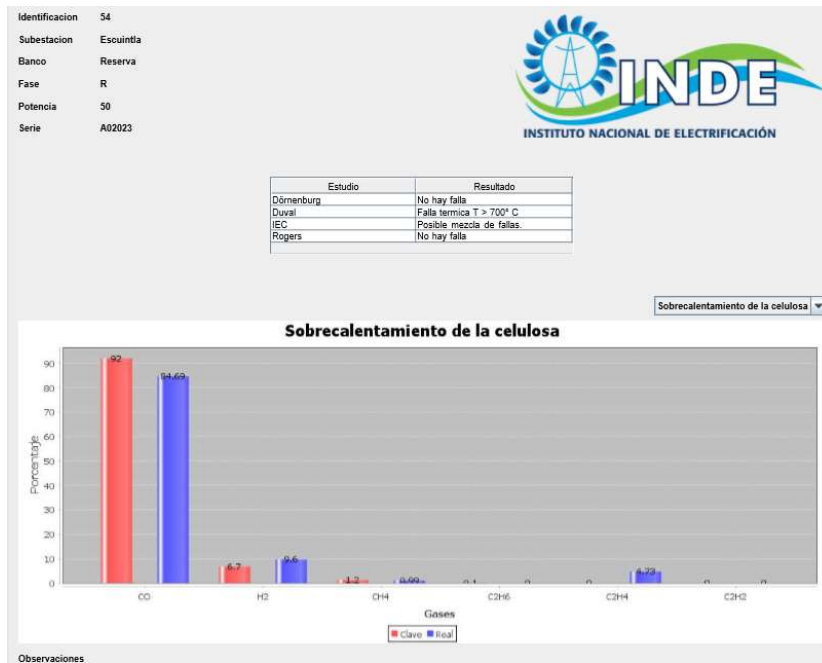
Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Con los ensayos físicos, químicos y eléctricos encontramos que la mayoría del transformador no presenta problemas, por lo que el aceite puede seguir en uso. El análisis de furanos muestra que el transformador tiene un buen grado de polimerización y que puede todavía funcionar sin ningún problema; su posible envejecimiento es normal.

6.1.2. Transformador de reserva

A continuación presentamos los resultados del estudio descrito en el anexo 2. Este es el estado del transformador según los estudios característicos y cromatográficos.


Figura 39. **Resultados del estudio cromatográfico al transformador reserva**



Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Se aprecia que en este transformador solo se detecta una falla con el método de Duval, por lo que se puede considerar como una unidad en buen estado, ya que este método muestra falla en la mayoría de los casos; es una posibilidad con sus datos actuales, no necesariamente una falla que esté ocurriendo. El método IEC muestra una mezcla de fallas, por lo que se descarta este método para considerar el de Duval. Por el método de Gas Clave se considera un posible sobrecalentamiento del papel.

Figura 40. **Resultados del estudio característico al transformador reserva**

Identificación	54	 INDE INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN	
Subestacion	Escuintla		
Banco	Reserva		
Fase	R		
Potencia	50		
Serie	A02023		
Estudio	Resultado	Acciones recomendadas	
Rigidez dielectrica	50.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Color	1.50	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
No. de neutralizacion	0.01	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Tension interfacial	39.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Gravedad especifica	0.87	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Aspecto visual	Claro	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Sedimentos	Ligeros	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.	
Factor de potencia a 25° C	0.01	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Factor de potencia a 100° C	0.48	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Contenido de humedad	9.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Saturación de agua	5.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Humedad por peso seco	1.58	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Contenido de inhibidor	0.21	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Contenido de furanos	10.0	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Aspecto		Resultado	
Grado de polimerizacion		1002.86	
Edad esperada		6.23	
Envejecimiento		0.44	
Vida residual		0.0%	
Análisis envejecimiento		Normal	

Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

El estudio de los ensayos característicos al aceite del transformador demuestra que está en buen estado y que su envejecimiento sigue lo esperado y sin ningún inconveniente.

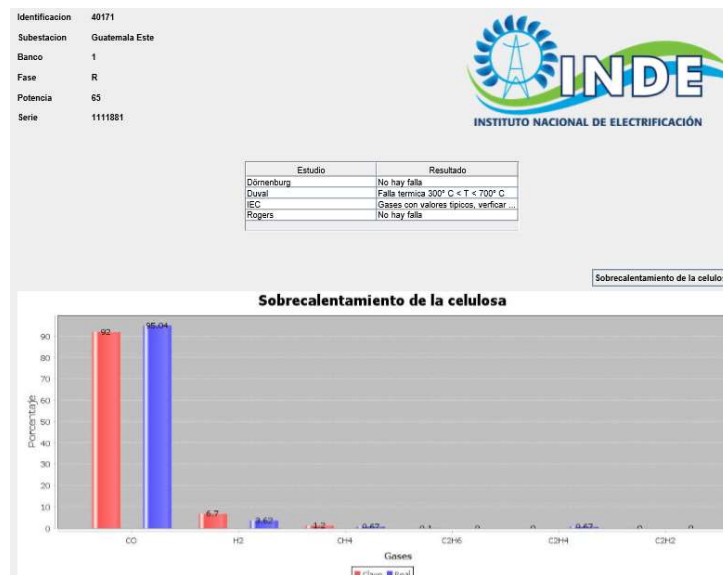
6.2. Transformadores de potencia en subestación Guatemala este

En subestación Guatemala este, ubicada en el kilómetro 18, Finca San Vicente, Santa Catarina Pinula, líneas de 230KV y 69KV. Sirve como nodo de transmisión entre Guatemala norte, Guatemala sur y San Antonio y transformación para nivel de distribución.

6.2.1. Transformador banco 1

A continuación presentamos los resultados del estudio descrito en el anexo 3. Este es el estado del transformador según los estudios característicos y cromatográficos.


Figura 41. Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 1



Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

En el transformador estudiado solo el método de Duval detectó alguna posible falla, por lo que es una máquina en buen estado y no presenta problemas a la fecha de la prueba realizada.

Figura 42. **Resultados del estudio característico al transformador banco 1**

Identificación	40171	 INDE INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN
Subestacion	Guatemala Este	
Banco	1	
Fase	R	
Potencia	65	
Serie	1111881	

Estudio	Resultado	Acciones recomendadas
Rigidez dielectrica	49.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Color	0.50	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
No. de neutralizacion	0.01	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Tension interfacial	39.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Gravedad especifica	0.97	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Aspecto visual	Claro	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Sedimentos	Ligeros	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.
Factor de potencia a 25° C	0.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Factor de potencia a 100° C	0.97	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Contenido de humedad	5.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Saturacion de agua	3.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Humedad por peso seco	1.20	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Contenido de inhibidor	0.11	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.
Contenido de furanos	10.0	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.

Aspecto	Resultado
Grado de polimerizacion	1002.86
Edad esperada	6.23
Envejecimiento	0.35
Vida residual	0.0%
Análisis envejecimiento	Normal

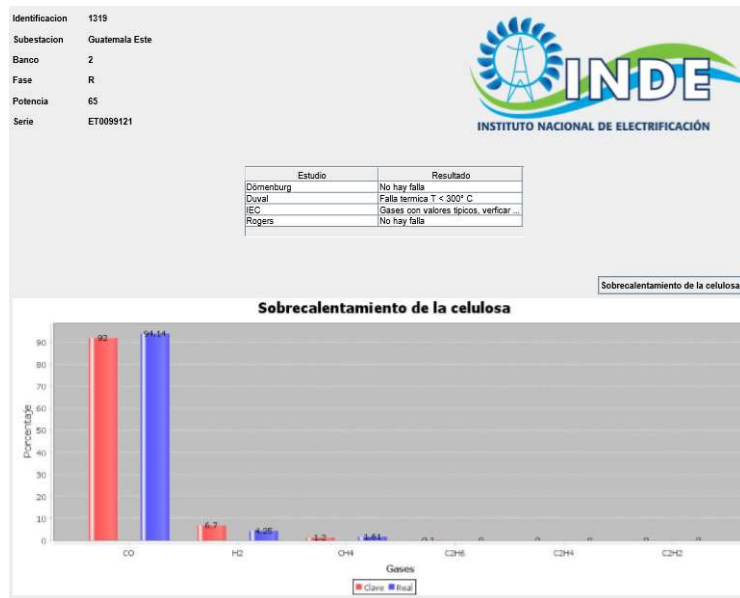
Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

De nuevo nos encontramos una unidad en buen estado en la mayoría de características; únicamente el contenido de inhibidor aparece como dudoso, por lo que se tuvo que tomar en cuenta para algún mantenimiento futuro en esa fecha.

6.2.2. Transformador banco 2

A continuación presentamos los resultados del estudio descrito en el anexo 4. Este es el estado del transformador según los estudios característicos y cromatográficos.

Figura 43. **Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 2**



Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

La unidad estudiada no presenta fallas contundentes, por lo que se encuentra en buen estado y se puede seguir con su uso

Figura 44. **Resultados del estudio característico al transformador banco 2**

Identificación	1319	
Subestacion	Guatemala Este	
Banco	2	
Fase	R	
Potencia	66	
Serie	ET0099121	



Estudio	Resultado	Acciones recomendadas
Rigidez dielectrica	40.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Color	0.50	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
No. de neutralizacion	0.01	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Tension interfacial	42.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Gravedad especifica	0.87	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Aspecto visual	Claro	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Sedimentos	Ligeros	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.
Factor de potencia a 25° C	0.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Factor de potencia a 100° C	0.24	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Contenido de humedad	5.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Saturacion de agua	6.00	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.
Humedad por peso seco	2.01	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.
Contenido de inhibidor	0.24	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Contenido de furanos	19.0	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.

Aspecto	Resultado
Grado de polimerizacion	1002.86
Edad esperada	6.23
Envejecimiento	1.56
Vida residual	0.6%
Analisis envejecimiento	Posiblemente prematuro porque el indice es mayor a 1.2.

Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Esta unida sí presenta algunas características dudosas, como la saturación de agua y la humedad por peso seco. Muestra que la celulosa tiene mucha agua para su funcionamiento. En el análisis de furanos encontramos que la máquina tiene un buen grado de polimerización pero con un envejecimiento algo prematuro.

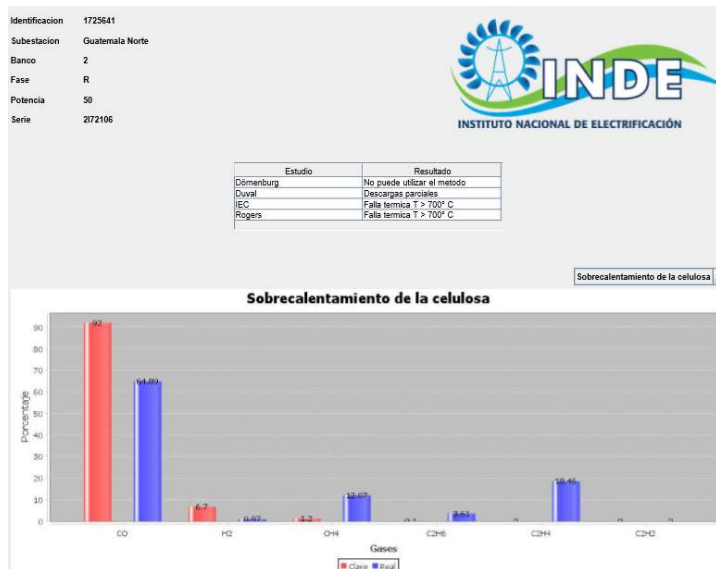
6.3. Transformadores de potencia en subestación Guatemala norte

La subestación de Guatemala norte, ubicada al final de la Colonia Kennedy en la Zona 18 de Guatemala, sirve como subestación de transformación de 230KV a 69KV.

6.3.1. Transformador banco 2

A continuación presentamos los resultados del estudio descrito en el anexo 5. Este es el estado del transformador según los estudios característicos y cromatográficos.

Figura 45. Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 2



Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

La cromatografía de gases a este transformador resalta mucho el escenario de descargas parciales presentado por el método de Duval, por lo que se debe tener cuidado para darle mantenimiento al transformador. Por parte de Rogers y la IEC presentan una falla térmica a temperatura arriba de los 700° C; por el método de Gas Clave no se encontró que cumplan con alguno de los gases característicos.

Figura 46. **Resultados del estudio característico al transformador banco 2**

Identificación	1725641		
Subestacion	Guatemala Norte		
Banco	2		
Fase	R		
Potencia	50		
Serie	2172106		
INDE INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN			
Estudio	Resultado	Acciones recomendadas	
Rigidez dielectrica	42.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Color	1.50	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
No. de neutralizacion	0.01	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Tension interfacial	37.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Gravedad especifica	0.88	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Aspecto visual	Claro	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Sedimentos	Densos	No aceptable: El aceite muestra señales de evidente deterioro y/o contaminación.	
Factor de potencia a 25° C	0.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Factor de potencia a 100° C	2.61	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Contenido de humedad	5.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Saturación de agua	3.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Humedad por peso seco	1.18	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Contenido de inhibidor	0.16	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.	
Contenido de furanos	140.0	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.	
Aspecto			
		Resultado	
Grado de polimerizacion	694.52		
Edad esperada	15.96		
Envejecimiento	0.48		
Vida residual	96.81%		
Análisis envejecimiento	Normal		

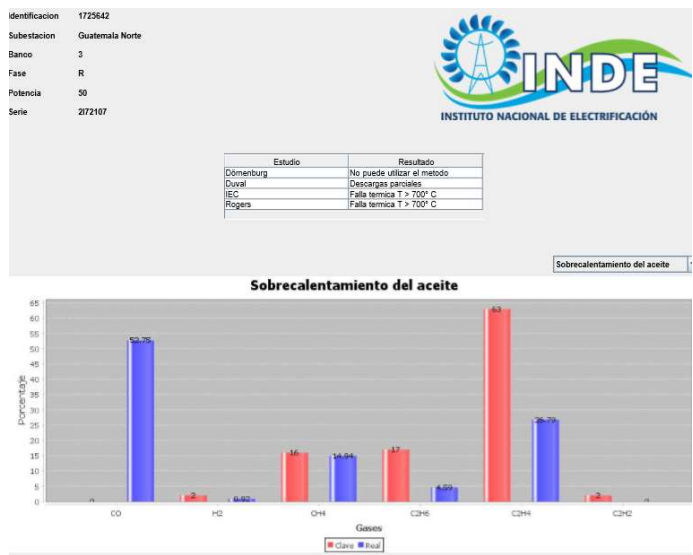
Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Al realizar las pruebas a este transformador se encontró una cantidad de furanos dudosa, al igual que muchos sedimentos por la inspección visual y un aspecto dudoso el contenido de inhibidor, por lo que se debe dar mantenimiento al aceite para recuperar sus características normales para uso. El análisis de furanos menciona que tiene una vida residual del 87 %.

6.3.2. Transformador banco 3

A continuación presentamos los resultados del estudio descrito en el anexo 6. Este es el estado del transformador según los estudios característicos y cromatográficos.


Figura 47. **Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 3**



Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

El transformador presenta tendencias a falla térmica por 2 métodos y a descargas parciales por Duval, por lo que los gases ya tienen una presencia por considerar en las partículas de aceite. Por el método de Gas Clave no se logró definir una falla definida por este método.

Figura 48. **Resultados del estudio característico al transformador banco 3**

Identificación	1725642		
Subestacion	Guatemala Norte		
Banco	3		
Fase	R		
Potencia	50		
Serie	2172107		
INDE INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN			
Estudio	Resultado	Acciones recomendadas	
Rigidez dielectrica	33.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Color	1.50	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
No. de neutralizacion	0.01	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Tension interfacial	35.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Gravedad especifica	0.88	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Aspecto visual	Claro	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Sedimentos	Ligeros	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.	
Factor de potencia a 25° C	0.96	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Factor de potencia a 100° C	2.85	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Contenido de humedad	6.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Saturacion de agua	4.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Humedad por peso seco	1.44	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Contenido de inhibidor	0.16	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.	
Contenido de furanos	150.000000000	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.	
Aspecto		Resultado	
Grado de polimerizacion		684.59	
Edad esperada		16.28	
Envejecimiento		0.49	
Vida residual		85.57%	
Analisis envejecimiento		Normal	

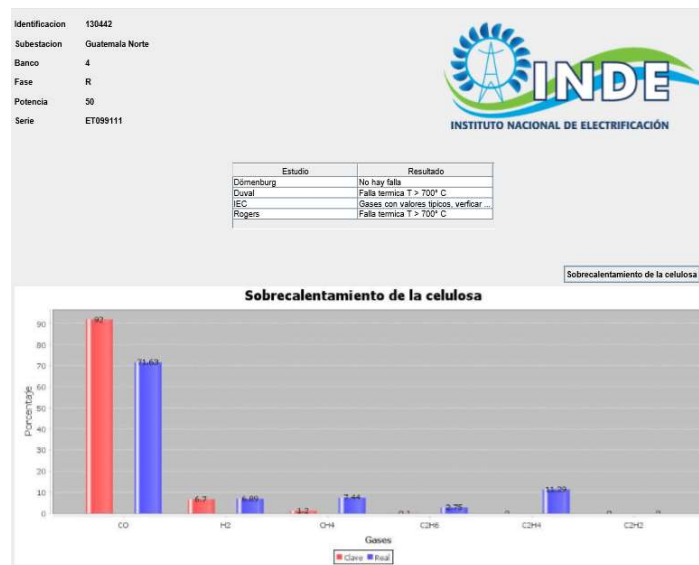
Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Las características del aceite no presentan mayor problema más que el contenido de inhibidor, y se tendrá que tomar acciones para reducirlo. Según el análisis de furanos se espera que todavía tenga el 85 % de vida residual para su uso.

6.3.3. Transformador banco 4

A continuación presentamos los resultados del estudio descrito en el anexo 7. Este es el estado del transformador según los estudios característicos y cromatográficos.

Figura 49. **Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 4**



Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Por el método de Duval y Rogers encontramos posibilidad de una falla térmica a alta temperatura, por lo que hay que vigilar cómo sigue la tendencia de los gases para proponer algún mantenimiento. El método de Gas Clave sugiere una posible falla de sobrecalentamiento del papel.

Figura 50. **Resultados del estudio característico al transformador banco 4**

Identificación	130442		
Subestación	Guatemala Norte		
Banco	4		
Fase	R		
Potencia	50		
Serie	ET099111	INDE INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN	
Estudio	Resultado	Acciones recomendadas	
Rigidez dielectrica	31.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Color	0.50	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
No. de neutralización	0.01	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Tension interfacial	42.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Gravedad especifica	0.88	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Aspecto visual	Claro	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Sedimentos	Ligeros	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.	
Factor de potencia a 25° C	0.03	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Factor de potencia a 100° C	0.68	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Contenido de humedad	4.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Saturacion de agua	3.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Humedad por peso seco	1.25	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Contenido de inhibidor	0.25	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Contenido de furanos	20.0	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Aspecto	Resultado		
Grado de polimerizacion	1002.86		
Edad esperada	6.23		
Envejecimiento	1.56		
Vida residual	0.0%		
Análisis envejecimiento	Posiblemente prematuro porque el indice es mayor a 1.2		

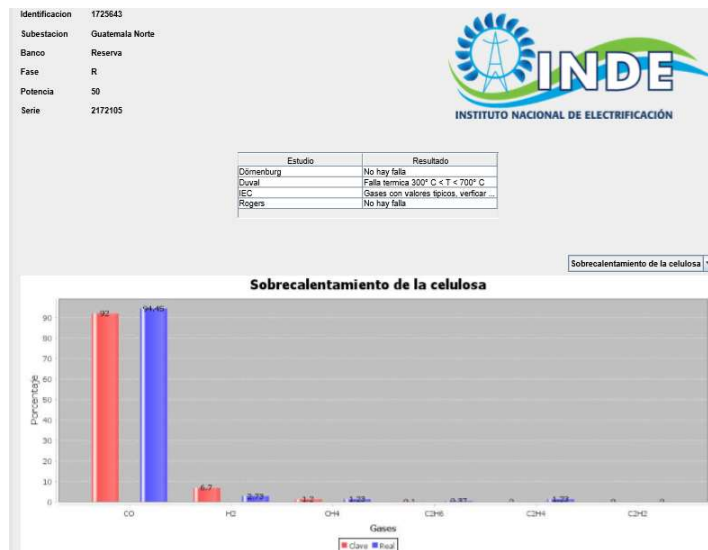
Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Al analizar las características del aceite del transformador estudiado, se ve que el que se encuentra en la unidad está en buen estado y con un buen grado de polimerización; únicamente su envejecimiento se calcula que es prematuro.

6.3.4. Transformador de reserva

A continuación presentamos los resultados del estudio descrito en el anexo 8. Este es el estado del transformador según los estudios característicos y cromatográficos.

Figura 51. **Resultados del estudio cromatográfico al transformador reserva**



Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Según el análisis de gases, se puede ver que únicamente el método de Duval muestra alguna posibilidad de falla, por lo que se puede considerar que la unidad está en buen estado por el momento.

Figura 52. **Resultados del estudio característico al transformador reserva**

Identificación	172643		
Subestacion	Guatemala Norte		
Banco	Reserva		
Fase	R		
Potencia	50		
Serie	2172105		
INDE INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN			
Estudio	Resultado	Acciones recomendadas	
Rigidez dielectrica	43.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Color	1.50	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
No. de neutralizacion	0.01	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Tension interfacial	33.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Gravedad especifica	0.87	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Aspecto visual	Claro	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Sedimentos	Ligeros	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.	
Factor de potencia a 25° C	0.93	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Factor de potencia a 100° C	1.15	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Contenido de humedad	8.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Saturacion de agua	4.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Humedad por peso seco	1.36	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Contenido de inhibidor	0.00	No aceptable: El aceite muestra señales de evidente deterioro y/o contaminación.	
Contenido de furanos	120.0	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.	
Aspecto			
Grado de polimerizacion	717.14	Resultado	
Edad esperada	15.25		
Envejecimiento	0.46		
Vida residual	89.64%		
Análisis envejecimiento	Normal		

Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Al verificar el estudio característico de esta máquina, se encuentra que el contenido de inhibidor no fue detectable (laboratorio no detectó inhibidor) y los furanos están fuera del rango normal, pero su vida residual es alta con un 90 %.

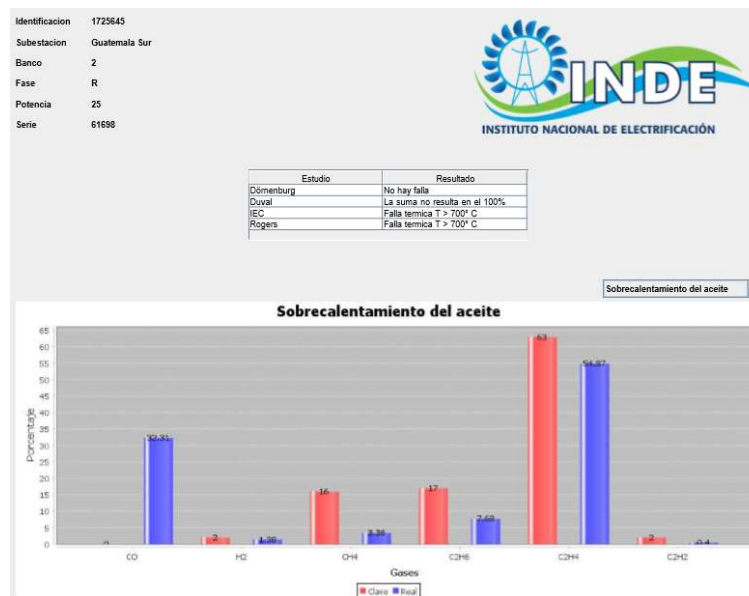
6.4. Transformadores de potencia en subestación Guatemala sur

La subestación de Guatemala sur, que fue la primera en entrar en servicio en 1970, sirve como punto de conexión de las líneas de 230KV, 138KV y 69KV; transforma el voltaje de 230KV a 69KV.

6.4.1. Transformador banco 2

A continuación presentamos los resultados del estudio descrito en el anexo 9. Este es el estado del transformador según los estudios característicos y cromatográficos.

Figura 53. Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 2



Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Este transformador fue construido en el año 1969, por lo que los estudios presentan varias posibilidades de fallas. Ya el método de Duval presenta problemas para utilizarlo, ya que no fue detectable. El método IEC y Rogers presentan una posibilidad de falla térmica a alta temperatura y el método Gas Clave un sobrecalentamiento del aceite. Esto puede ser por la antigüedad del transformador, que ya presenta problemas.

Figura 54. **Resultados del estudio característico al transformador banco 2**

Identificación	1725645		
Subestacion	Guatemala Sur		
Banco	2		
Fase	R		
Potencia	25		
Serie	61698	INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN	
Estudio	Resultado	Acciones recomendadas	
Rigidez dielectrica	39.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Color	4.00	No aceptable: El aceite muestra señales de evidente deterioro y/o contaminación.	
No. de neutralización	0.08	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.	
Tension interfacial	25.00	No aceptable: El aceite muestra señales de evidente deterioro y/o contaminación.	
Gravedad especifica	0.85	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Aspecto visual	Claro	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Sedimentos	Ligeros	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.	
Factor de potencia a 25° C	0.06	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Factor de potencia a 100° C	2.58	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Contenido de humedad	11.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Saturación de agua	6.00	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.	
Humedad por peso seco	1.82	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Contenido de inhibidor	0.16	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.	
Contenido de furanos	190.000000000	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.	
Aspecto	Resultado		
Grado de polimerización	651.3		
Edad esperada	17.33		
Envejecimiento	0.38		
Vida residual	91.41%		
Análisis envejecimiento	Normal		

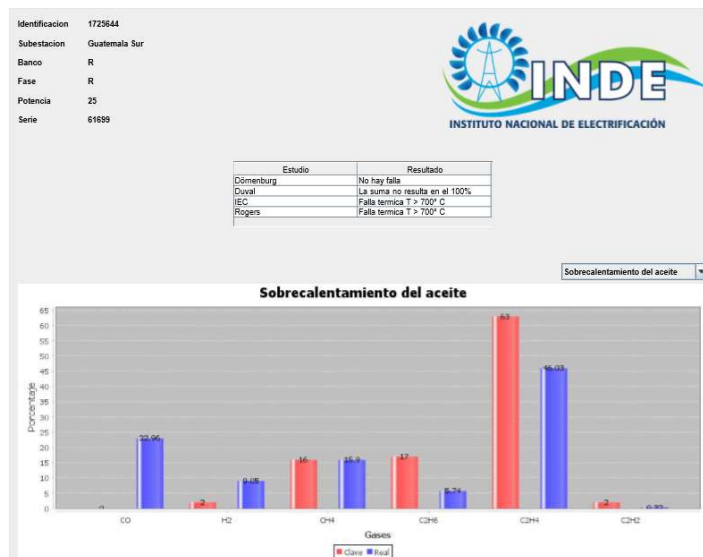
Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Las características de este transformador ya presentan cierto deterioro respecto a un estado normal; el color y la tensión interfásica están en no aceptable y el número de neutralización, sedimentos, saturación de agua, furanos y contenido de inhibidor presentan condiciones dudosas. Como ya se mencionó, puede darse debido a que el transformador ya es antiguo. A pesar de esto, todavía posee un 81 % de vida residual, por lo que se puede seguir con su uso, pero hay que tomar en cuenta el mantenimiento al aceite.

6.4.2. Transformador banco 1

A continuación presentamos los resultados del estudio descrito en el anexo 10. Este es el estado del transformador según los estudios característicos y cromatográficos.

Figura 55. **Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 1**



Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Podemos encontrar similares resultados al anterior, y a que el transformador que se estudió es del mismo año de fabricación, por lo que muestra tendencia a falla de sobrecalentamiento a alta temperatura sobre el aceite.

Figura 56. **Resultados del estudio característico al transformador banco 1**

Identificación	1725644		
Subestacion	Guatemala Sur		
Banco	R		
Fase	R		
Potencia	25		
Serie	61699		
Estudio	Resultado	Acciones recomendadas	
Rigidez dielectrica	36.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Color	2.50	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
No. de neutralizacion	0.01	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Tension interfacial	39.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Gravedad especifica	0.87	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Aspecto visual	Claro	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Sedimentos	Ligeros	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.	
Factor de potencia a 25° C	0.01	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Factor de potencia a 100° C	0.48	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Contenido de humedad	17.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Saturacion de agua	9.00	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.	
Humedad por peso seco	2.36	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.	
Contenido de inhibidor	0.43	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Contenido de furanos	320.000000000	No aceptable: El aceite muestra señales de evidente deterioro y/o contaminación.	
Aspecto	Resultado		
Grado de polimerizacion	589.38		
Edad esperada	19.28		
Envejecimiento	0.42		
Vida residual	73.67%		
Análisis envejecimiento	Normal		

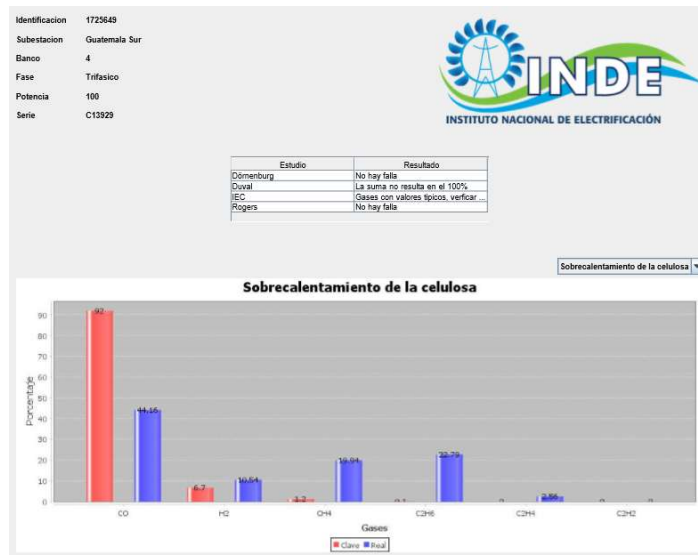
Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Las características del aceite de este transformador presentan mejores condiciones que el anterior, por lo que se puede pensar que recibió mejor mantenimiento y por eso ha mantenido su estado en su mayoría aceptable, aunque el contenido de furanos es muy alto para un transformador normal y su vida útil ya está por debajo del 75 %.

6.4.3. Transformador banco 4

A continuación presentamos los resultados del estudio descrito en el anexo 11. Este es el estado del transformador según los estudios característicos y cromatográficos.

Figura 57. **Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 4**



Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Este transformador fue fabricado en 2001 y hasta al momento ha presentado buen comportamiento de gases disueltos. Podemos ver que ninguno de los métodos detecta falla alguna para este transformador.

Figura 58. **Resultados del estudio característico al transformador banco 4**

Identificación	1725649		
Subestacion	Guatemala Sur		
Banco	4		
Fase	Trifasico		
Potencia	100		
Serie	C13929		
Estudio	Resultado	Acciones recomendadas	
Rigidez dielectrica	43.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Color	0.50	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
No. de neutralizacion	0.01	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Tension interfacial	43.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Gravedad especifica	0.89	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Aspecto visual	Claro	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Sedimentos	Ligeros	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.	
Factor de potencia a 25° C	0.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Factor de potencia a 100° C	0.14	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Contenido de humedad	6.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Saturacion de agua	4.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Humedad por peso seco	1.42	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Contenido de inhibidor	0.00	No aceptable: El aceite muestra señales de evidente deterioro y/o contaminación.	
Contenido de furanos	20.0	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.	
Aspecto		Resultado	
Grado de polimerizacion		1002.86	
Edad esperada		6.23	
Envejecimiento		0.44	
Vida residual		0.0%	
Analisis envejecimiento		Normal	

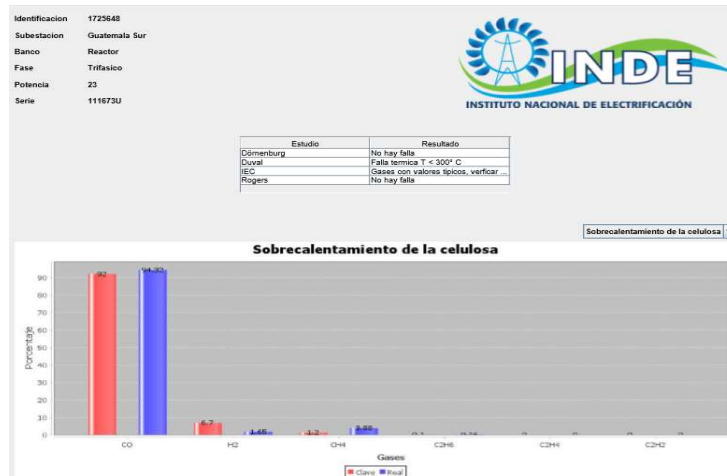
Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Al verificar el transformador trifásico podemos ver que la mayoría de sus características son aceptables para el funcionamiento normal del transformador; no tenemos resultado de vida residual, ya que la polimerización supera el valor de 800 y su envejecimiento es normal.

6.4.4. Reactor trifásico

A continuación presentamos los resultados del estudio descrito en el anexo 12. Este es el estado del transformador según los estudios característicos y cromatográficos.

Figura 59. Resultados del estudio cromatográfico al reactor



Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

La única posibilidad de falla la encuentra Duval; se puede considerar como una posibilidad de falla con las condiciones actuales. El método de Gas Clave presenta una posibilidad de calentamiento del papel.

Figura 60. Resultados del estudio característico al reactor



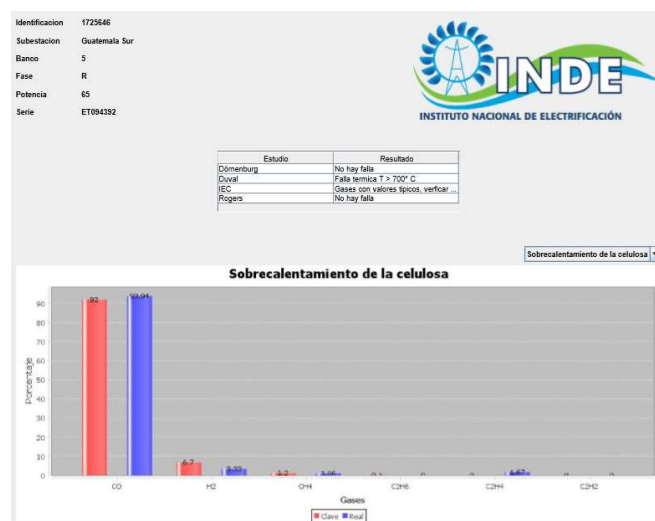
Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

El reactor se encuentra en perfecto estado según estos estudios. Solo encontrar pequeños sedimentos genera cierta alerta para seguir tendencias de su estado.

6.4.5. Transformador banco 5

A continuación presentamos los resultados del estudio descrito en el anexo 13. Este es el estado del transformador según los estudios característicos y cromatográficos.

Figura 61. **Resultados del estudio cromatográfico al transformador banco 5**



Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Encontramos otro caso que no presenta mayor alarma que la de Duval, por lo que se tiene que considerar como una unidad en buen estado; sigue la tendencia de un sobrecalentamiento en la celulosa de alta temperatura.

Figura 62. **Resultados del estudio característico al transformador banco 5**

Identificación	1725646	
Subestacion	Guatemala Sur	
Banco	5	
Fase	R	
Potencia	65	
Serie	ET094392	
INDE INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN		
Estudio	Resultado	Acciones recomendadas
Rigidez dielectrica	30.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Color	0.50	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
No. de neutralización	0.01	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Tension interfacial	41.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Gravedad especifica	0.88	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Aspecto visual	Claro	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Sedimentos	Ligeros	Dusoso: El aceite muestra señales de incipiente deterioro o alguna contaminación.
Factor de potencia a 25° C	0.01	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Factor de potencia a 100° C	0.68	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Contenido de humedad	5.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Saturacion de agua	3.00	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Humedad por peso seco	1.15	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Contenido de inhibidor	0.27	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Contenido de furanos	10.0	Aceptable: El aceite presenta condiciones satisfactorias.
Aspecto		Resultado
Grado de polimerizacion		1002.86
Edad esperada		6.23
Envejecimiento		0.89
Vida residual		0.0%
Analisis envejecimiento		Normal

Fuente: Sistema de Análisis Eléctrico del Aceite de Transformador (SAEAT).

Este estudio muestra un transformador en su mayoría en buen estado; presenta solo pequeños sedimentos, con un envejecimiento normal y no puede calcularse su vida residual porque tiene buena polimerización (mayor a 800).

CONCLUSIONES

1. Con el nuevo programa se logrará la disminución de tiempos en el diagnóstico de un transformador con base en los estudios de cromatografía de gases y ensayos normados de características físicas, química y eléctricas del aceite dieléctrico.
2. La Empresa de Transporte y Control de la Energía Eléctrica del INDE representa una fase importante en la conducción de la energía eléctrica hacia los pobladores de Guatemala. Es importante para el transporte en las líneas de alta tensión hacia las subestaciones que transforman el voltaje a los de media tensión para distribución de la energía eléctrica.
3. Se determinó a través del estudio de los transformadores, cómo se constituye (devanados, núcleo y dieléctrico) su principio de funcionamiento mediante las leyes de Lenz y Faraday y cómo se mantiene refrigerado.
4. Al estudiar el aceite del transformador, se logró determinar que los gases pueden provenir de fallas internas (arcos eléctricos o efecto corona), pirólisis (presencia de agua en el aceite) y por deterioro del mismo, o de sus propias condiciones normales de uso.
5. Se logró determinar varios métodos para la predicción del mantenimiento necesario de los transformadores según el estado de su aceite. Son los ensayos a sus características básicas y la cromatografía de gases con el método de Duval, Dörnenburg, Rogers, Gas Clave y el de la Comisión Internacional de Electricidad (IEC).

6. Se diseñó y elaboró el programa Sistema de Análisis Eléctrico al Aceite del Transformador (SAEAT) para cumplir con los diagnósticos necesarios. Se utilizaron los métodos encontrados, en la tarea de mantenimiento predictivo en los transformadores de potencia de la ETCEE.

7. La ETCEE proporcionó 13 estudios realizados en diferentes años a diferentes transformadores, con lo que se pudo dar validez al programa con esta cantidad de datos, que también fueron comparados con los resultados anteriores obtenidos por el método antiguo que utilizaban hasta ese momento.

RECOMENDACIONES

1. Realizar las extracciones del aceite con todos los elementos que previenen derrame sobre la piel. El aceite puede contener PCB que son agentes cancerígenos para la piel.
2. Prevenir la falla de un transformador mediante el programa. Si presenta una situación anormal es mejor accionar antes que se presente alguna falla.
3. Capacitar a los técnicos en cómo interpretar los datos de un análisis de gases disueltos y ensayos característicos para que la información sea captada de manera más eficiente y se pueda tomar acciones prontas.
4. Mantener en una sola computadora el programa, para prevenir la manipulación incorrecta de los datos. Se puede realizar un archivo de almacenamiento para que no se pierda la información en caso de alguna falla en la computadora original.
5. Para tomar extracciones, mantener siempre la distancia de seguridad respecto a elementos energizados y utilizar todos los elementos de protección personal (EPP) para reducir riesgos en la tarea. Se trabaja con electricidad de extra alto voltaje, por lo que se debe tomar precaución.

BIBLIOGRAFÍA

1. AGUILAR HERRERA, Oscar Humberto. *Mantenimiento Predictivo de Transformadores por Análisis Tendencial de Resultados de Pruebas Dieléctricas y Aceites en Transformadores de Potencia del Departamento Central del INDE*. USAC, 2012. 196 p.
2. CARRERA GÓMEZ, Arturo. *Análisis de Gases Disueltos en Aceite para el Mantenimiento Preventivo a Transformadores de Potencia Mediante la Implementación de Software*. México, Instituto Politécnico Nacional, 2013. 112 p.
3. P CHAPMAN, Stephen. *Máquinas Eléctricas*. 3ª Edición. México: McGraw-Hill, 2009. 775 p.
4. CRESPO SÁNCHEZ, Gustavo. *Análisis de gases disueltos para monitoreo y diagnóstico de transformadores de fuerza en servicio*. [en línea]
<http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012015000200007>. [Consulta: septiembre 2016].
5. FITZGERALD A. KINGSLEY, Charles. *Máquinas Eléctricas*. 6a ed. México: McGraw-Hill, 2004. 694 p.

6. FLORIÁN CARBONELL, Walter Miguel. *El Análisis de Gases Disueltos en Aceite Mineral Dieléctrico como Alternativa para el Desarrollo de Programas de Mantenimiento Preventivo y Predictivo de Transformadores Trifásico de Potencia*. USAC, 1997.94 p.
7. GIL ALONSO, Isabel. *Módulo 8: Transformadores – BRETTIS* [en línea].<<http://fliphtml5.com/kegd/ckdr/basic>>.[Consulta: septiembre 2016].
8. GIRÓN GONZÁLEZ, Juan Pablo. *Análisis de la Reducción de Vida del Sistema de Aislamiento Basado en el Tiempo y la Temperatura Causados por los Efectos de las Sobrecargas en Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite*. USAC, 2011.116 p.
9. Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Guide for acceptance and maintenance of insulating oil in equipment*. IEEE C57.106, 2002. 27 p.
10. Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformers*. IEEE C57.104, 2008. 28 p.
11. INDE , Instituto Nacional de Electrificación. [en línea]. <<http://inde.gob.gt/>. 2016> .[Consulta: mayo 2016].
12. International Electric Comision. *Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance*, IEC 60422. 2005. 94 p.

13. International Electric Comision. *Mineral Oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis*. IEC 60599, 2007. 72 p.
14. MARGALLÓ GASCO, Isabel. *Diagnóstico del consume de vida de un transformador a través del análisis de compuestos furánicos*. Universidad Carlos III de Madrid.70 p.
15. SARRIA, Johana; GUERRERO, Natalia; RIVAS, Edwin. *Estado del arte del análisis de gases disueltos en transformadores de potencia*. Scileo.18 p.
16. SOLÍS ARGUETA, José Manuel. *Consideraciones Técnicas que se Deben Tener en Cuenta Para el Montaje y Energización por Primera Vez de Transformadores de Potencia*. USAC, 2013. 267 p.

ANEXOS

Anexo 1. Estudios del transformador del banco 2 de la subestación Escuintla.

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Hydrogen (H2)	Oxygen (O2)	Nitrogen (N2)	Methane (CH4)	Carbon Monox.		Carbon Dioxide		Ethylene (C2H4)	Acetylene (C2H2)	Total Gas	COMB GAS	EST TCG %	C2H4/ C2H2	Comb Gas Rate ppm/day
							(CO)	(C2H6)	(CO2)	(C2H4)							
172564	06/28/2016	58	9.1	10500	52100	8.0	748	1.0	4200	2.8	0	67569	769	1.00	0.00		

Overheating of cellulose. Condition is moderate. Resample in 1 month. Analysis assumes this is a first-time sample. If otherwise, previous data should be used to determine the gassing trend and thereby the severity of condition and the resample schedule.
Rogers Ratios: Low temperature thermal.
Doernenburg Ratios: No diagnosis.

Report # 172564 Sample # 45 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Evaluation Of Cellulosic Material Furanic compounds are tested for in accordance with ASTM D 5837 and IEC 61198: hydroxymethyl-2-furfural (HMF), furfuryl alcohol (FOL), 2-furaldehyde (2-furfural) (FAL), 2-acetylfuran (AF), and 5-methyl-2-furfural (MF).

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	HMF ug/L	FOL ug/L	FAL ug/L	AF ug/L	MF ug/L	Overall FAL Rate ug/L/Year	Estimated DP	Estimated g Life to DP 200 %	Current FAL Rate ug/L/Year	Water Content in Paper, Estimated % w/w

The 2-furfural (the most common furanic compound found in most transformers) concentration is considered acceptable and since the 2-furfural accumulation rate is less than 50 micrograms/L/year it is considered to be within the appropriate range for a free breathing conservator unit with Kraft paper insulation. This assumes that no processing of the oil or transformer has taken place since installation. Resample in 36 months or sooner.

Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Water Content ppm	Relative Saturation %	Color	Diel D877 kV	D1816-1mm kV	Interfacial Tension mN/m	Neut. No.	PF25C %	PF 100C %	Specific Gravity (Rel. Density)	Viscosity @ 40°C mm2/s (cSt)	Inhibitor Content: D 2668 %	Visual

The dryness rating of this insulation system (solid and liquid insulation) is considered to be in excellent condition and corresponds to a cellulose water content of 0.5% or less. A system in this condition will minimize the aging of the cellulosic insulation, reduce the risk of water vapor bubble formation, and allow higher overload capabilities. Dielectric Breakdown Voltage is unacceptable for in-service fluid. Interfacial Tension and Neutralization Number are acceptable for continued use in-service. The power factor at 25°C is acceptable for in-service oil. The power factor at 100°C is acceptable for in-service oil.

Report # 172564 Sample # 45 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Additional Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion	Sulfur, D 1275 - Copper Tarnish Level

Sulfur by D1275B is acceptable.

Fuente: Área de subestaciones, ETCEE-INDE. Información proporcionada por jefatura.

Anexo 2. Estudios del transformador de reserva de la subestación Escuintla.

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Hydrogen (H2)	Oxygen (O2)	Nitrogen (N2)	Methane (CH4)	Carbon Monox. (CO)	Ethane (C2H6)	Carbon Dioxide (CO2)	Ethylene (C2H4)	Acetylene (C2H2)	Total Gas	COMB GAS	EST TCG %	C2H4/C2H2	Comb Gas Rate ppm/day
172564	06/28/2016	52	69	2110	56800	7.1	609	0	2090	34	0	61719	719	1.00	0.00	0.15
53769	08/21/2003	55	0	4200	15500	0	12	0	79	0	0	19791	12	0.00		

Overheating of cellulose, condition is of no immediate concern. Resample in 3 months for those units greater than 69 kV and 10 MVA
Rogers Ratios: No diagnosis.
Doernenburg Ratios: No diagnosis.

Report # 172564 Sample # 40 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Evaluation Of Cellulosic Material Furanic compounds are tested for in accordance with ASTM D 5837 and IEC 61198: hydroxymethyl-2-furfural (HMF), furfuryl alcohol (FOL), 2-furaldehyde (2-fural) (FAL), 2-acetyl-furan (AF), and 5-methyl-2-furfural (MF).

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	HMF ug/L	FOL ug/L	FAL ug/L	AF ug/L	MF ug/L	Overall FAL Rate ug/L/Year	Estimated DP	Estimated g Life to DP 200 %	Current FAL Rate ug/L/Year	Water Content in Paper, Estimated % w/w
172564	06/28/2016	52	< 1	< 1	10	< 1	< 1	0.67	1000	100	1.44	1.58

The 2-furfural (the most common furanic compound found in most transformers) concentration is considered acceptable and since the 2-furfural accumulation rate is less than 50 micrograms/L/year it is considered to be within the appropriate range for a free breathing conservator unit with Kraft paper insulation. This assumes that no processing of the oil or transformer has taken place since installation. Resample in 36 months or sooner.

Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Water Content ppm	Relative Saturation %	Color	Diel D877 kV	D1816-1mm kV	Interfacial Tension mN/m	Neut. No. mgKOH/g	PF25C %	PF 100C %	Specific Gravity (Rel. Density)	Viscosity @ 40°C mm2/s (cSt)	Inhibitor Content: D 2668 %	Visual
			D1533 IEC 60814		D1500	D877	D1816	D971 ISO 6295	D974	D924	D924	D1298	D445 ISO 3104	D2668	D1524
172564	06/28/2016	52	9	5	L 1.5	50	21	39	< 0.01	0.008	0.482	0.873	9.27	0.210	Clear & Bright-Fine Particles
53769	08/21/2003	55	13		L 0.5	42		41	< 0.01	0.010		0.873			Clear & Bright-Fine Particles

The dryness rating of this insulation system (solid and liquid insulation) is considered to be in excellent condition and corresponds to a cellulose water content of 0.5% or less. A system in this condition will minimize the aging of the cellulose insulation, reduce the risk of water vapor bubble formation, and allow higher overload capabilities. Dielectric Breakdown Voltage is unacceptable for in-service fluid. Interfacial Tension and Neutralization Number are acceptable for continued use in-service. The power factor at 25°C is acceptable for in-service oil. The power factor at 100°C is acceptable for in-service oil.

Report # 172564 Sample # 40 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Additional Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion	Sulfur, D 1275 - Copper Tarnish Level
172564	06/28/2016	52	D1275B Non-corrosive	D130 3b

Sulfur by D1275B is acceptable.

Fuente: Área de subestaciones, ETCEE-INDE. Información proporcionada por jefatura.

Anexo 3. Estudios del transformador del banco 1 de la subestación Guatemala este.

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Hydrogen (H2)	Oxygen (O2)	Nitrogen (N2)	Methane (CH4)	Carbon Monox. (CO)	Ethane (C2H6)	Carbon Dioxide (CO2)	Ethylene (C2H4)	Acetylene (C2H2)	Total Gas	COMB GAS	EST TCG %	C2H4/ C2H2	Comb Gas Rate ppm/day
172564	06/27/2016	46	13	14200	55000	2.4	341	0	1870	19	0	71445	375	0.45	0.00	-0.03
40171	05/24/2000	53	26	4190	44400	3.0	533	0	865	1.0	Trace	50018	563	0.96		

Overheating of cellulose, condition is of no immediate concern. Resample in 6 months for those units greater than 69 kV and 10 MVA.

Rogers Ratios: No diagnosis

Doernenburg Ratios: Not valid

Report # 172564 Sample # 34 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Evaluation Of Cellulosic Material Furanic compounds are tested for in accordance with ASTM D 5837 and IEC 61196: hydroxymethyl-2-furfural (HMF), furfuryl alcohol (FOL), 2-furaldehyde (2-furfural) (FAL), 2-acetylfuran (AF), and 5-methyl-2-furfural (MF).

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	HMF ug/L	FOL ug/L	FAL ug/L	AF ug/L	MF ug/L	Overall FAL Rate ug/L/Year	Estimated DP	Estimated g Life to DP 200 %	Current FAL Rate ug/L/Year	Water Content in Paper, Estimated % w/w
172564	06/27/2016	46	< 1	2	8	< 1	< 1	0.42	1028	100	0.36	1.20

The 2-furfural (the most common furanic compound found in most transformers) concentration is considered acceptable and since the 2-furfural accumulation rate is less than 50 micrograms/L/year it is considered to be within the appropriate range for a free breathing conservator unit with Kraft paper insulation. This assumes that no processing of the oil or transformer has taken place since installation. Resample in 36 months or sooner.

Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Water Content ppm	Relative Saturation %	Color	Diel D877 kV	D1816-1mm kV	Interfacial Tension mN/m	Neut. No. mgKOH/g	PF25C %	PF 100C %	Specific Gravity (Rel. Density) 60/60	Viscosity @ 40°C mm2/s (cSt)	Inhibitor Content.D 2668 %	Visual
172564	06/27/2016	46	5	3	L 0.5	49	25	39	< 0.01	0.002	0.231	0.869	10.94	0.110	Clear & Bright-Fine Particles
40171	05/24/2000	53	4	2	L 0.5	56		44	< 0.01	0.000	0.075	0.866	10.97	0.110	

The dryness rating of this insulation system (solid and liquid insulation) is considered to be in excellent condition and corresponds to a cellulose water content of 0.5% or less. A system in this condition will minimize the aging of the cellulosic insulation, reduce the risk of water vapor bubble formation, and allow higher overload capabilities. Dielectric Breakdown Voltage is acceptable for transformers <= 288 KV. Interfacial Tension and Neutralization Number are acceptable for continued use in-service. The power factor at 25°C is acceptable for in-service oil. The power factor at 100°C is acceptable for in-service oil.

Report # 172564 Sample # 34 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Additional Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Flash Point for Liquids <200°C °C	Fire Point for Liquids <200°C °C	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion Level	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion Level
172564	06/27/2016	46	D92 ISO 2592	D92 ISO 2592	D1275B Non-corrosive	D130 2d
40171	05/24/2000	53	150	164		

Sulfur by D1275B is acceptable.

Fuente: Área de subestaciones, ETCEE-INDE. Información proporcionada por jefatura.

Anexo 4. Estudios del transformador del banco 2 de la subestación Guatemala este.

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Hydrogen (H2)	Oxygen (O2)	Nitrogen (N2)	Methane (CH4)	Carbon Monox. (CO)	Ethane (C2H6)	Carbon Dioxide (CO2)	Ethylene (C2H4)	Acetylene (C2H2)	Total Gas	COMB GAS	EST TCG %	C2H4/ C2H2	Comb Gas Rate ppm/day
172564	06/27/2016	42	7.4	4090	16500	2.8	164	0	917	0	0	21681	174	0.73	0.00	0.14
131997	09/24/2013	47	7.9	19000	72100	0.9	26	0	322	0	0	91457	35	0.04	0.00	

There is a low volume of combustible gas present. The condition is of no immediate concern. It is recommended to resample in 6 months for those units greater than 69 kV and 10 MVA.

Rogers Ratios: No diagnosis
Doernenburg Ratios: Not valid

Report # 172564 Sample # 37 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Evaluation Of Cellulosic Material Furanic compounds are tested for in accordance with ASTM D 5837 and IEC 61198: hydroxymethyl-2-furfural (HMF), furfuryl alcohol (FOL), 2-furaldehyde (2-furfural) (FAL), 2-acetyl-furan (AF), and 5-methyl-2-furfural (MF).

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	HMF ug/L	FOL ug/L	FAL ug/L	AF ug/L	MF ug/L	Overall FAL Rate ug/L/Year	Estimated DP	Estimated g Life to DP 200 %	Current FAL Rate ug/L/Year	Water Content in Paper, Estimated % w/w
172564	06/27/2016	42	< 1	2	5	< 1	< 1	1.00	1086	100	0.36	2.01
131997	09/24/2013	47	< 1	< 1	4	< 1	< 1	2.00	1114	100		

There has been very little change since last tested and indicates that accelerated degradation of the cellulosic insulation is not occurring.

Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Water Content ppm	Relative Saturation %	Color	Diel D877 kV	D1816-1mm kV	Interfacial Tension mN/m	Neut. No. mgKOH/g	PF25C %	PF 100C %	Specific Gravity (Rel. Density)	Viscosity @ 40°C mm2/s (cSt)	Inhibitor Content: D 2668 %	Visual
			D1533 IEC 60814		D1500	D877	D1816	D971 ISO 6295	D974	D924	D924	D1298	D445 ISO 3104	D2668	D1524
172564	06/27/2016	42	8	6	L 0.5	40	21	42	< 0.01	0.004	0.241	0.874	7.90	0.243	Clear & Bright-Fine Particles
131997	09/24/2013	47	7	4	L 0.5	59		47	< 0.01	0.013		0.876			Clear & Bright-Fine Particles

The dryness rating of this insulation system (solid and liquid insulation) is considered to be in an acceptable condition for continued use. There may be some limitations when used in an overload capacity.

Dielectric Breakdown Voltage is unacceptable for in-service fluid.

Interfacial Tension and Neutralization Number are acceptable for continued use in-service. The power factor at 25°C is acceptable for in-service oil. The power factor at 100°C is acceptable for in-service oil.

Report # 172564 Sample # 37 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Additional Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion Tarnish Level
			D1275B Non-corrosive	D130 1b
172564	06/27/2016	42	Non-corrosive	1b
131997	09/24/2013	47	Non-corrosive	2b

Sulfur by D1275B is acceptable.

Fuente: Área de subestaciones, ETCEE-INDE. Información proporcionada por jefatura.

Anexo 5. Estudios del transformador del banco 2 de la subestación Guatemala norte.

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Hydrogen (H2)	Oxygen (O2)	Nitrogen (N2)	Methane (CH4)	Carbon Monox. (CO)	Ethane (C2H6)	Carbon Dioxide (CO2)	Ethylene (C2H4)	Acetylene (C2H2)	Total Gas	COMB GAS	EST TCG %	C2H4/ C2H2	Comb Gas Rate ppm/day
172564	06/30/2016	48	14	2370	45300	174	935	52	2820	266	0	51931	1441	1.66	0.00	

Overheating of cellulose. High temperature overheating of oil. Condition is moderate. Resample in 3 months. First-time analysis assumes unit has operated continuously under normal conditions for the last year, otherwise resample in 1 month to determine trend.
 Rogers Ratios: Thermal <700C.
 Doernenburg Ratios: No diagnosis.

Report # 172564 Sample # 6 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Evaluation Of Cellulosic Material Furanic compounds are tested for in accordance with ASTM D 5837 and IEC 61198: hydroxymethyl-2-furfural (HMF), furfuryl alcohol (FOL), 2-furaldehyde (2-furfural) (FAL), 2-acetyl furan (AF), and 5-methyl-2-furfural (MF).

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	HMF ug/L	FOL ug/L	FAL ug/L	AF ug/L	MF ug/L	Overall FAL Rate ug/L/Year	Estimated DP	Estimated g Life to DP 200 %	Current FAL Rate ug/L/Year	Water Content in Paper, Estimated % w/w
172564	06/30/2016	48	< 1	10	115	< 1	14	3.38	697	86	3.07	1.18

The results of the five furanic compounds tested indicate that cellulosic degradation has occurred. Since the 2-furfural accumulation rate is less than 50 micrograms/L/year it is considered to be within the normal range for a free breathing conservator unit with Kraft paper insulation. This assumes that no processing of the oil or transformer has taken place since installation. Resample in 24 months or sooner.

Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Water Content ppm	Relative Saturation %	Color	Diel D877 kV	D1816-1mm kV	Interfacial Tension mN/m	Neut. No. mgKOH/g	PF25C %	PF 100C %	Specific Gravity (Rel. Density) 60/60	Viscosity @ 40°C mm2/s (cSt)	Inhibitor Content: D 2668	Visual
172564	06/30/2016	48	5	3	L 1.5	42	24	37	< 0.01	0.081	2.610	0.879	9.40	0.179	Clear & Bright-Many Particles

The dryness rating of this insulation system (solid and liquid insulation) is considered to be in excellent condition and corresponds to a cellulose water content of 0.5% or less. A system in this condition will minimize the aging of the cellulosic insulation, reduce the risk of water vapor bubble formation, and allow higher overload capabilities. Dielectric Breakdown Voltage is acceptable for transformers <= 288 KV. Interfacial Tension and Neutralization Number are acceptable for continued use in-service. The power factor at 25°C is acceptable for in-service oil. The power factor at 100°C is acceptable for in-service oil.

Report # 172564 Sample # 6 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Additional Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion	Sulfur, D 1275 - Copper Tarnish Level
172564	06/30/2016	48	D1275B Non-corrosive	D130 2d

Sulfur by D1275B is acceptable.

Fuente: Área de subestaciones, ETCEE-INDE. Información proporcionada por jefatura.

Anexo 6. Estudios del transformador del banco 3 de la subestación Guatemala norte.

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Hydrogen (H2)	Oxygen (O2)	Nitrogen (N2)	Methane (CH4)	Carbon Monox. (CO)	Ethane (C2H6)	Carbon Dioxide (CO2)	Ethylene (C2H4)	Acetylene (C2H2)	Total Gas	COMB GAS	EST TCG %	C2H4/ C2H2	Comb Gas Rate ppm/day
172564	06/30/2016	47	11	10400	54600	179	632	55	2550	321	Trace	68748	1198	0.92	0.00	

High temperature overheating of oil. Overheating of cellulose. Condition is moderate. Resample in 1 month. Analysis assumes this is a first-time sample. If otherwise, previous data should be used to determine the gassing trend and thereby the severity of condition and the resample schedule.

Rogers Ratios: Thermal <700C.
Doernenburg Ratios: No diagnosis.

Report # 172564 Sample # 5 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Evaluation Of Cellulosic Material Furanic compounds are tested for in accordance with ASTM D 5837 and IEC 61198: hydroxymethyl-2-furfural (HMF), furfuryl alcohol (FOL), 2-furaldehyde (2-furfural) (FAL), 2-acetylfuran (AF), and 5-methyl-2-furfural (MF).

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	HMF ug/L	FOL ug/L	FAL ug/L	AF ug/L	MF ug/L	Overall FAL Rate ug/L/Year	Estimated DP	Estimated Remainin g Life to DP 200 %	Current FAL Rate ug/L/Year	Water Content in Paper, Estimated % w/w
172564	06/30/2016	47	< 1	11	128	1	14	3.76	684	85	9.57	1.44

The results of the five furanic compounds tested indicate that cellulosic degradation has occurred. Since the 2-furfural accumulation rate is less than 50 micrograms/L/year it is considered to be within the normal range for a free breathing conservator unit with Kraft paper insulation. This assumes that no processing of the oil or transformer has taken place since installation. Resample in 24 months or sooner.

Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Water Content ppm	Relative Saturation %	Color	Diel D877 kV	D1816-1mm kV	Interfacial Tension mN/m	Neut. No. mgKOH/g	PF25C %	PF 100C %	Specific Gravity (Rel. Density)	Viscosity @ 40°C mm2/s (cSt)	Inhibitor Content: D 2668 %	Visual
172564	06/30/2016	47	6	4	L 1.5	33	21	35	< 0.01	0.064	2.850	0.877	9.23	0.163	Clear & Bright-Few Particles

The dryness rating of this insulation system (solid and liquid insulation) is considered to be in excellent condition and corresponds to a cellulose water content of 0.5% or less. A system in this condition will minimize the aging of the cellulosic insulation, reduce the risk of water vapor bubble formation, and allow higher overload capabilities. Dielectric Breakdown Voltage is unacceptable for in-service fluid. Interfacial Tension and Neutralization Number are acceptable for continued use in-service. The power factor at 25°C is acceptable for in-service oil. The power factor at 100°C is acceptable for in-service oil.

Report # 172564 Sample # 5 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Additional Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion Level	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion Level
172564	06/30/2016	47	D1275B Non-corrosive	D130 2c

Sulfur by D1275B is acceptable.

Fuente: Área de subestaciones, ETCEE-INDE. Información proporcionada por jefatura.

Anexo 7. Estudios del transformador del banco 4 de la subestación Guatemala norte

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Hydrogen (H2)	Oxygen (O2)	Nitrogen (N2)	Methane (CH4)	Carbon Monox. (CO)	Ethane (C2H6)	Carbon Dioxide (CO2)	Ethylene (C2H4)	Acetylene (C2H2)	Total Gas	COMB GAS	EST TCG %	C2H4/ C2H2	Comb Gas Rate ppm/day
172564	06/30/2016	43	2.6	1710	4810	2.7	26	1.0	279	4.1	0	6835	36	0.44	0.00	-0.02
130442	07/30/2013	50	5.3	11900	51400	0.8	49	0	446	0	0	63801	55	0.08	0.00	

There is a low volume of combustible gas present. The condition is of no immediate concern. It is recommended to resample in 6 months for those units greater than 69 kV and 10 MVA.
Rogers Ratios: No diagnosis
Doernenburg Ratios: Not valid

Report # 172564 Sample # 3 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Evaluation Of Cellulosic Material Furanic compounds are tested for in accordance with ASTM D 5837 and IEC 61198: hydroxymethyl-2-furfural (HMF), furfuryl alcohol (FOL), 2-furaldehyde (2-furfural) (FAL), 2-acetyl-furan (AF), and 5-methyl-2-furfural (MF).

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	HMF ug/L	FOL ug/L	FAL ug/L	AF ug/L	MF ug/L	Overall FAL Rate ug/L/Year	Estimated DP	Estimated g Life to DP 200 %	Current FAL Rate ug/L/Year	Water Content in Paper, Estimated % w/w
172564	06/30/2016	43	< 1	2	4	6	< 1	0.80	1114	100	0.68	1.25
130442	07/30/2013	50	< 1	< 1	2	< 1	< 1	1.00	1200	100		

There has been very little change since last tested and indicates that accelerated degradation of the cellulosic insulation is not occurring.

Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Water Content	Relative Saturation	Color	Diel D877	D1816-1mm	Interfacial Tension	Neut. No.	PF25C	PF 100C	Specific Gravity (Rel. Density)	Viscosity @ 40°C	Inhibitor Content: D 2668	Visual
			ppm	%		kV	kV	mN/m	mgKOH/g	%	%	60/60	mm2/s (cSt)	%	
			D1533				D971 ISO						D445 ISO		
			IEC 60814		D1500	D877	D1816	6295	D974	D924	D924	D1298	3104	D2668	D1524
172564	06/30/2016	43	4	3	L 0.5	31	18	42	< 0.01	0.030	0.678	0.875	7.92	0.245	Clear & Bright-Few Particles
130442	07/30/2013	50	7	4	L 0.5		24	47	< 0.01	0.012		0.875			Clear & Bright

The dryness rating of this insulation system (solid and liquid insulation) is considered to be in excellent condition and corresponds to a cellulose water content of 0.5% or less. A system in this condition will minimize the aging of the cellulosic insulation, reduce the risk of water vapor bubble formation, and allow higher overload capabilities. Dielectric Breakdown Voltage is unacceptable for in-service fluid. Interfacial Tension and Neutralization Number are acceptable for continued use in-service. The power factor at 25°C is acceptable for in-service oil. The power factor at 100°C is acceptable for in-service oil.

Report # 172564 Sample # 3 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Additional Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion	Sulfur, D 1275 - Copper Tarnish Level
			D1275B	D130
172564	06/30/2016	43	Non-corrosive	2e
130442	07/30/2013	50	Non-corrosive	1b

Sulfur by D1275B is acceptable.

Fuente: Área de subestaciones, ETCEE-INDE. Información proporcionada por jefatura.

Anexo 8. Estudios del transformador de reserva de la subestación Guatemala norte

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Hydrogen (H2)	Oxygen (O2)	Nitrogen (N2)	Methane (CH4)	Carbon Monox. (CO)	Ethane (C2H6)	Carbon Dioxide (CO2)	Ethylene (C2H4)	Acetylene (C2H2)	Total Gas	COMB GAS	EST TCG %	C2H4/ C2H2	Comb Gas Rate ppm/day
172564	06/29/2016	52	20	3280	53100	9.0	693	2.7	2440	22	Trace	59567	747	1.01	0.00	0.15
51843	04/02/2003	50	4.0	7370	31600	0	23	1.0	190	0	0	39188	28	0.07		-0.06
39701	04/14/2000	52	11	780	30600	8.0	70	7.0	490	1.0	Trace	31967	97	0.24		-0.01
31966	07/07/1997	30	3.0	982	46000	15	76	10	330	1.0	0	47417	105	0.14		0.10
31595	05/16/1997	22	3.0	1390	49600	14	73	9.0	336	1.0	0	51426	100	0.13		

Overheating of cellulose. Condition is moderate. Resample in 3 months to monitor.
 Rogers Ratios: No diagnosis.
 Doernenburg Ratios: No diagnosis.

Report # 172564 Sample # 24 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Evaluation Of Cellulosic Material Furanic compounds are tested for in accordance with ASTM D 5837 and IEC 61198: hydroxymethyl-2-furfural (HMF), furfuryl alcohol (FOL), 2-furaldehyde (2-furfural) (FAL), 2-acetyl furan (AF), and 5-methyl-2-furfural (MF).

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	HMF ug/L	FOL ug/L	FAL ug/L	AF ug/L	MF ug/L	Overall FAL Rate ug/L/Year	Estimated DP	Estimated Remainin g Life to DP 200 %	Current FAL Rate ug/L/Year	Water Content in Paper, Estimated % w/w
172564	06/29/2016	52	< 1	10	101	< 1	12	2.97	713	87		1.36

The results of the five furanic compounds tested indicate that cellulosic degradation has occurred. Since the 2-furfural accumulation rate is less than 50 micrograms/L/year it is considered to be within the normal range for a free breathing conservator unit with Kraft paper insulation. This assumes that no processing of the oil or transformer has taken place since installation. Resample in 24 months or sooner.

Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Water Content ppm	Relative Saturation %	Color	Diel D877 kV	D1816-1mm kV	Interfacial Tension mN/m	Neut. No.	PF25C %	PF 100C %	Specific Gravity (Rel. Density)	Viscosity @ 40°C mm2/s (cSt)	Inhibitor Content: D 2668 %	Visual
172564	06/29/2016	52	8	4	L 1.5	43	22	33	< 0.01	0.034	1.152	0.872	9.23	ND	Clear & Bright-Fine Particles
51843	04/02/2003	50	15	9	L 0.5	45		36	0.01	0.031		0.871			
39701	04/14/2000	52	13	7	L 0.5	52		39	< 0.01	0.029	0.818	0.871	9.40	ND	
31966	07/07/1997	30	4	5				29	0.01					ND	
31595	05/16/1997	22	11	18				29	0.01					ND	

The dryness rating of this insulation system (solid and liquid insulation) is considered to be in excellent condition and corresponds to a cellulose water content of 0.5% or less. A system in this condition will minimize the aging of the cellulosic insulation, reduce the risk of water vapor bubble formation, and allow higher overload capabilities. Dielectric Breakdown Voltage is unacceptable for in-service fluid. Interfacial Tension and Neutralization Number are acceptable for continued use in-service. The power factor at 25°C is acceptable for in-service oil. The power factor at 100°C is acceptable for in-service oil.

Report # 172564 Sample # 24 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Additional Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Flash Point for Liquids <200°C °C	Fire Point for Liquids <200°C °C	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion Level
172564	06/29/2016	52	D92 ISO 2592	D92 ISO 2592	D1275B Corrosive	D130 4a
39701	04/14/2000	52	160	174		

Sulfur by D1275B is unacceptable.

Fuente: Área de subestaciones, ETCEE-INDE. Información proporcionada por jefatura.

Anexo 9. Estudios del transformador del banco 1 de la subestación Guatemala sur

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Hydrogen (H2)	Oxygen (O2)	Nitrogen (N2)	Methane (CH4)	Carbon Monox. (CO)	Ethane (C2H6)	Carbon Dioxide (CO2)	Ethylene (C2H4)	Acetylene (C2H2)	Total Gas	COMB GAS	EST TCG %	C2H4/ C2H2	Comb Gas Rate ppm/day
172564	06/29/2016	51	82	22000	52400	144	208	52	4380	417	2.9	79686	906	0.57	143.79	0.09
39701	04/18/2000	48	0	21800	62100	2.0	303	2.0	3940	50	3.0	88200	360	0.32		

High temperature overheating of oil. Condition is moderate. Resample in 1 month to monitor.
Rogers Ratios: Thermal >700C.
Doernenburg Ratios: Thermal

Report # 172564 Sample # 14 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Evaluation Of Cellulosic Material Furanic compounds are tested for in accordance with ASTM D 5837 and IEC 61198: hydroxymethyl-2-furfural (HMF), furfuryl alcohol (FOL), 2-furaldehyde (2-furfural) (FAL), 2-acetyl furan (AF), and 5-methyl-2-furfural (MF).

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	HMF ug/L	FOL ug/L	FAL ug/L	AF ug/L	MF ug/L	Overall FAL Rate ug/L/Year	Estimated DP	Estimated g Life to DP 200 %	Current FAL Rate ug/L/Year	Water Content in Paper, Estimated % w/w
172564	06/29/2016	51	< 1	7	284	10	21	6.04	585	77		2.36

The results of the five furanic compounds tested indicate that cellulosic degradation has occurred. Since the 2-furfural accumulation rate is less than 50 micrograms/L/year it is considered to be within the normal range for a free breathing conservator unit with Kraft paper insulation. This assumes that no processing of the oil or transformer has taken place since installation. Resample in 24 months or sooner.

Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Water Content ppm	Relative Saturation %	Color	Diel D877 kV	D1816-1mm kV	Interfacial Tension mN/m	Neut. No. mgKOH/g	PF25C %	PF 100C %	Specific Gravity (Rel. Density)	Viscosity @ 40°C mm2/s (cSt)	Inhibitor Content: D2668 %	Visual
172564	06/29/2016	51	17	9	L 2.5	36	17	38	0.01	0.008	0.482	0.872	9.34	0.425	Clear & Bright-Fine Particles
39701	04/18/2000	48	24	15	L 3.0	49		32	0.04	0.044	1.670	0.871	9.21	0.270	

The dryness rating of this insulation system (solid and liquid insulation) is considered to be in an acceptable condition for continued use. There may be some limitations when used in an overload capacity. This relative saturation value approximately corresponds to 0.5 to 1.5% water in the cellulose insulation.

Dielectric Breakdown Voltage is unacceptable for in-service fluid.

Interfacial Tension and Neutralization Number are acceptable for continued use in-service. The power factor at 25°C is acceptable for in-service oil. The power factor at 100°C is acceptable for in-service oil.

Report # 172564 Sample # 14 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Additional Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Flash Point for Liquids <200°C °C	Fire Point for Liquids <200°C °C	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion Level
172564	06/29/2016	51	D92 ISO 2592	D92 ISO 2592	D1275B	D130
39701	04/18/2000	48	160	172	Non-corrosive	2d

Sulfur by D1275B is acceptable.

Fuente: Área de subestaciones, ETCEE-INDE. Información proporcionada por jefatura.

Anexo 10. Estudios del transformador del banco 2 de la subestación Guatemala sur

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Hydrogen (H2)	Oxygen (O2)	Nitrogen (N2)	Methane (CH4)	Carbon Monox. (CO)	Ethane (C2H6)	Carbon Dioxide (CO2)	Ethylene (C2H4)	Acetylene (C2H2)	Total Gas	COMB GAS	EST TCG %	C2H4/ C2H2	Comb Gas Rate ppm/day
172564	06/29/2016	50	8.6	21600	52300	21	202	48	3800	343	2.5	78325	625	0.31	137.20	0.01
40397	06/16/2000	45	0	22000	60900	3.0	434	4.0	5540	92	39	89012	572	0.46		0.45
39701	04/13/2000	44	0	20100	57500	3.0	424	1.0	5220	86	29	83363	543	0.48		

High temperature overheating of oil. Condition is moderate. Resample in 6 months.
Rogers Ratios: Thermal >700C.
Doernenburg Ratios: Thermal

Report # 172564 Sample # 21 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Evaluation Of Cellulosic Material Furanic compounds are tested for in accordance with ASTM D 5837 and IEC 61198: hydroxymethyl-2-furfural (HMF), furfuryl alcohol (FOL), 2-furaldehyde (2-furfural) (FAL), 2-acetylfuran (AF), and 5-methyl-2-furfural (MF).

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	HMF ug/L	FOL ug/L	FAL ug/L	AF ug/L	MF ug/L	Overall FAL Rate ug/L/Year	Estimated DP	Estimated g Life to DP 200 %	Water Content in Paper, Estimated % w/w
172564	06/29/2016	50	< 1	6	170	< 1	6	3.62	648	83	-12.08

The results of the five furanic compounds tested indicate that cellulosic degradation has occurred. Since the 2-furfural accumulation rate is less than 50 micrograms/L/year it is considered to be within the normal range for a free breathing conservator unit with Kraft paper insulation. This assumes that no processing of the oil or transformer has taken place since installation. Resample in 24 months or sooner.

Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Water Content	Relative Saturation	Color	Diel D877	D1816-1mm	Interfacial Tension	Neut. No.	PF25C	PF 100C	Specific Gravity (Rel. Density)	Viscosity @ 40°C	Inhibitor Content: D 2668	Visual
			ppm	%		kV	kV	mN/m	mgKOH/g	%	%	60/60	mm2/s (cSt)	%	
			D1533					D971 ISO					D445 ISO		
			IEC 60814		D1500	D877	D1816	6295	D974	D924	D924	D1298	3104	D2668	D1524
172564	06/29/2016	50	11	6	L 4.0	39	17	26	0.08	0.064	2.580	0.864	9.23	0.155	Clear & Bright-Few Particles
40397	06/16/2000	45	11	8	L 3.5	46		29	0.08	0.039	1.690	0.857	9.33	0.240	
39701	04/13/2000	44	21	15	L 3.0	43		29	0.06	0.030	1.540	0.861	9.38	0.280	

The dryness rating of this insulation system (solid and liquid insulation) is considered to be in an acceptable condition for continued use. There may be some limitations when used in an overload capacity. Dielectric Breakdown Voltage is unacceptable for in-service fluid. Interfacial Tension and Neutralization Number are acceptable for continued use in-service for transformers <= 288 KV. The power factor at 25°C is acceptable for in-service oil. The power factor at 100°C is acceptable for in-service oil.

Report # 172564 Sample # 21 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Additional Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Flash Point for Liquids <200°C °C	Fire Point for Liquids <200°C °C	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion Level
			D92 ISO	D92 ISO	D1275B	D130
			2592	2592	Non-corrosive	2d
172564	06/29/2016	50				
40397	06/16/2000	45	162	176		
39701	04/13/2000	44	168	176		

Sulfur by D1275B is acceptable.

Fuente: Área de subestaciones, ETCEE-INDE. Información proporcionada por jefatura.

Anexo 11. Estudios del transformador del banco 5 de la subestación Guatemala sur

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Hydrogen (H2)	Oxygen (O2)	Nitrogen (N2)	Methane (CH4)	Carbon Monox. (CO)	Ethane (C2H6)	Carbon Dioxide (CO2)	Ethylene (C2H4)	Acetylene (C2H2)	Total Gas	COMB GAS	EST TCG %	C2H4/ C2H2	Comb Gas Rate ppm/day
172564	06/29/2016	50	2.2	12900	29900	0.7	62	0	577	1.1	0	43443	66	0.14	0.00	-0.01
103740	03/23/2011	48	24	3430	13400	1.3	68	0	328	0.6	0	17252	94	0.62	0.00	

There is a low volume of combustible gas present. The condition is of no immediate concern. It is recommended to resample in 6 months for those units greater than 69 kV and 10 MVA.
Rogers Ratios: No diagnosis
Doernenburg Ratios: Not valid

Report # 172564 Sample # 19 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Evaluation Of Cellulosic Material Furanic compounds are tested for in accordance with ASTM D 5837 and IEC 61196: hydroxymethyl-2-furfural (HMF), furfuryl alcohol (FOL), 2-furaldehyde (2-furfural) (FAL), 2-acetylfuran (AF), and 5-methyl-2-furfural (MF).

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	HMF ug/L	FOL ug/L	FAL ug/L	AF ug/L	MF ug/L	Overall FAL Rate ug/L/Year	Estimated DP	Estimated g Life to DP 200 %	Current FAL Rate ug/L/Year	Water Content in Paper, Estimated % w/w
172564	06/29/2016	50	< 1	3	4	< 1	< 1	0.50	1114	100	0.36	1.15

The 2-furfural (the most common furanic compound found in most transformers) concentration is considered acceptable and since the 2-furfural accumulation rate is less than 50 micrograms/L/year it is considered to be within the appropriate range for a free breathing conservator unit with Kraft paper insulation. This assumes that no processing of the oil or transformer has taken place since installation. Resample in 36 months or sooner.

Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Water Content ppm	Relative Saturation %	Color	Diel D877 kV	D1816-1mm kV	Interfacial Tension mN/m	Neut. No. mgKOH/g	PF25C %	PF 100C %	Specific Gravity (Rel. Density) @ 40°C	Viscosity @ 40°C mm2/s (cSt)	Inhibitor Content D 2668 %	Visual
172564	06/29/2016	50	5	3	L 0.5	30	21	41	< 0.01	0.009	0.680	0.881	9.32	0.269	Clear & Bright-Fine Particles
103740	03/23/2011	48	5	3	L 0.5	46		40	0.01	0.038		0.885			Clear & Bright

The dryness rating of this insulation system (solid and liquid insulation) is considered to be in excellent condition and corresponds to a cellulose water content of 0.5% or less. A system in this condition will minimize the aging of the cellulosic insulation, reduce the risk of water vapor bubble formation, and allow higher overload capabilities. Dielectric Breakdown Voltage is unacceptable for in-service fluid. Interfacial Tension and Neutralization Number are acceptable for continued use in-service. The power factor at 25°C is acceptable for in-service oil. The power factor at 100°C is acceptable for in-service oil.

Report # 172564 Sample # 19 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Additional Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion	Sulfur, D 1275 - Copper Tarnish Level
172564	06/29/2016	50	D1275B D130 Non-corrosive 2e	

Sulfur by D1275B is acceptable.

Fuente: Área de subestaciones, ETCEE-INDE. Información proporcionada por jefatura.

Anexo 12. Estudios del reactor trifásico de la subestación Guatemala sur

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Hydrogen (H2)	Oxygen (O2)	Nitrogen (N2)	Methane (CH4)	Carbon Monox. (CO)	Ethane (C2H6)	Carbon Dioxide (CO2)	Ethylene (C2H4)	Acetylene (C2H2)	Total Gas	COMB GAS	EST TCG %	C2H4/ C2H2	Comb Gas Rate ppm/day
172564	07/06/2016	42	5.1	2050	17500	12	292	0.5	2060	0	0	21920	310	1.23	0.00	

Overheating of cellulose. Condition is moderate. Resample in 3 months.
Rogers Ratios: No diagnosis
Doernenburg Ratios: Not valid

Report # 172564 Sample # 26 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Evaluation Of Cellulosic Material Furanic compounds are tested for in accordance with ASTM D 5837 and IEC 61198: hydroxymethyl-2-furfural (HMF), furfuryl alcohol (FOL), 2-furaldehyde (2-furfural) (FAL), 2-acetylfulran (AF), and 5-methyl-2-furfural (MF).

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	HMF ug/L	FOL ug/L	FAL ug/L	AF ug/L	MF ug/L	Overall FAL Rate ug/L/Year	Estimated DP	Estimated Remainin g Life to DP 200 %	Current FAL Rate ug/L/Year	Water Content in Paper, Estimated % w/w
172564	07/06/2016	42	< 1	< 1	6	< 1	< 1	3.00	1063	100		1.53

The 2-furfural (the most common furanic compound found in most transformers) concentration is considered acceptable and since the 2-furfural accumulation rate is less than 50 micrograms/L/year it is considered to be within the appropriate range for a free breathing conservator unit with Kraft paper insulation. This assumes that no processing of the oil or transformer has taken place since installation. Resample in 36 months or sooner.

Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Water Content ppm	Relative Saturation %	Color	Diel D877 kV	D1816-1mm kV	Interfacial Tension mN/m	Neut. No. mgKOH/g	PF25C %	PF 100C %	Specific Gravity (Rel. Density)	Viscosity @ 40°C mm2/s (cSt)	Inhibitor Content: D 2668 %	Visual
172564	07/06/2016	42	5	4	L 0.5	32	20	41	< 0.01	0.006	0.300	0.887	9.60	0.320	Clear & Bright-Few Particles

The dryness rating of this insulation system (solid and liquid insulation) is considered to be in excellent condition and corresponds to a cellulose water content of 0.5% or less. A system in this condition will minimize the aging of the cellulosic insulation, reduce the risk of water vapor bubble formation, and allow higher overload capabilities. Dielectric Breakdown Voltage is unacceptable for in-service fluid. Interfacial Tension and Neutralization Number are acceptable for continued use in-service. The power factor at 25°C is acceptable for in-service oil. The power factor at 100°C is acceptable for in-service oil.

Report # 172564 Sample # 26 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Additional Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Copper Corrosion	Tarnish Level	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion	Sulfur, D 1275B Non-corrosive
172564	07/06/2016	42	D1275B	D130		2e

Sulfur by D1275B is acceptable.

Fuente: Área de subestaciones, ETCEE-INDE. Información proporcionada por jefatura.

Anexo 13. Estudios del transformador trifásico del banco 4 de la subestación Guatemala sur

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Hydrogen (H2)	Oxygen (O2)	Nitrogen (N2)	Methane (CH4)	Carbon Monox. (CO)	Ethane (C2H6)	Carbon Dioxide (CO2)	Ethylene (C2H4)	Acetylene (C2H2)	Total Gas	COMB GAS	EST TCG %	C2H4/ C2H2	Comb Gas Rate ppm/day
172564	06/29/2016	48	7.4	136	6910	14	31	16	948	1.8	0	8064	70	0.57	0.00	0.00
51843	04/02/2003	52	6.0	3550	18500	0	47	0	373	0	0	22476	53	0.23		0.74
50991	01/24/2003	25	2.0	2260	6060	0	1.0	0	34	0	0	8357	3.0	0.06		

There is a low volume of combustible gas present. The condition is of no immediate concern. It is recommended to resample in 6 months for those units greater than 69 kV and 10 MVA.
Rogers Ratios: No diagnosis
Doernenburg Ratios: Not valid

Report # 172564 Sample # 16 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Evaluation Of Cellulosic Material Furanic compounds are tested for in accordance with ASTM D 5837 and IEC 61198: hydroxymethyl-2-furfural (HMF), furfuryl alcohol (FOL), 2-furaldehyde (2-furfural) (FAL), 2-acetyluran (AF), and 5-methyl-2-furfural (MF).

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	HMF ug/L	FOL ug/L	FAL ug/L	AF ug/L	MF ug/L	Overall FAL Rate ug/L/Year	Estimated DP	Estimated g Life to DP 200 %	Current FAL Rate ug/L/Year	Water Content in Paper, Estimated % w/w
172564	06/29/2016	48	< 1	< 1	2	6	< 1	0.13	1200	100	-0.36	1.42

The 2-furfural (the most common furanic compound found in most transformers) concentration is considered acceptable and since the 2-furfural accumulation rate is less than 50 micrograms/L/year it is considered to be within the appropriate range for a free breathing conservator unit with Kraft paper insulation. This assumes that no processing of the oil or transformer has taken place since installation. Resample in 36 months or sooner.

Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Water Content ppm	Relative Saturation %	Color	Diel D877 kV	D1816-1mm kV	Interfacial Tension mN/m	Neut. No. mgKOH/g	PF25C %	PF 100C %	Specific Gravity (Rel. Density)	Viscosity @ 40°C mm2/s (cSt)	Inhibitor Content: D 2668 %	Visual
			D1533 IEC 60814		D1500	D877	D1816	D971 ISO 6295	D974	D924	D924	D1298	3104	D2668	D1524
172564	06/29/2016	48	6	4	L 0.5	43	16	43	< 0.01	0.002	0.141	0.884	10.10	ND	Clear & Bright-Fine Particles
51843	04/02/2003	52	7	4	L 0.5	49		46	< 0.01	0.009		0.884		ND	
50991	01/24/2003	25	7	10	L 0.5	49		50	< 0.01	0.008		0.881		ND	

The dryness rating of this insulation system (solid and liquid insulation) is considered to be in excellent condition and corresponds to a cellulose water content of 0.5% or less. A system in this condition will minimize the aging of the cellulosic insulation, reduce the risk of water vapor bubble formation, and allow higher overload capabilities. Dielectric Breakdown Voltage is unacceptable for in-service fluid. Interfacial Tension and Neutralization Number are acceptable for continued use in-service. The power factor at 25°C is acceptable for in-service oil. The power factor at 100°C is acceptable for in-service oil.

Report # 172564 Sample # 16 Representacion Y Servicios Tecnicos S.A. - RESET Received 07/18/2016 Date octubre 07, 2016

Additional Oil Quality Tests

Report #	Sample Date	Top Oil Temp °C	Copper Corrosion	Sulfur, D 1275 - Copper Corrosion Level
172564	06/29/2016	48	Non-corrosive	3b

Sulfur by D1275B is acceptable.

Fuente: Área de subestaciones, ETCEE-INDE. Información proporcionada por jefatura.

