



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

**ESTIMACIÓN DE LA HUMEDAD EN EL AISLAMIENTO DE PAPEL A TRAVÉS DE LA
MEDICIÓN EN EL ACEITE EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE ETCEE-INDE,
MEDIANTE EQUIPO DE INSTRUMENTACIÓN TRANSMISOR DE HUMEDAD Y
TEMPERATURA (VAISALA MMT330)**

Banner Antonio Ruano Rivera

Asesorado por el Ing. Marco Tulio Sánchez Escobar

Guatemala, septiembre de 2020

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTIMACIÓN DE LA HUMEDAD EN EL AISLAMIENTO DE PAPEL A TRAVÉS DE LA
MEDICIÓN EN EL ACEITE EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE ETCEE-INDE,
MEDIANTE EQUIPO DE INSTRUMENTACIÓN TRANSMISOR DE HUMEDAD Y
TEMPERATURA (VAISALA MMT330)**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

BANNER ANTONIO RUANO RIVERA
ASESORADO POR EL ING. MARCO TULIO SÁNCHEZ ESCOBAR

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2020

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Christian 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

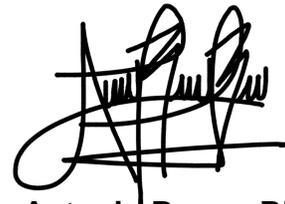
DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
EXAMINADOR	Ing. José Aníbal Silva de los Ángeles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**ESTIMACIÓN DE LA HUMEDAD EN EL AISLAMIENTO DE PAPEL A TRAVÉS DE LA
MEDICIÓN EN EL ACEITE EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE ETCEE-INDE,
MEDIANTE EQUIPO DE INSTRUMENTACIÓN TRANSMISOR DE HUMEDAD Y
TEMPERATURA (VAISALA MMT330)**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 17 de agosto de 2018.



Banner Antonio Ruano Rivera

Guatemala, 20 de enero de 2020

Ingeniero José Aníbal Silva de los Ángeles
Coordinador del Área de Electrotecnia
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero:

Por medio de la presente me dirijo respetuosamente a usted para informarle que luego de haber revisado el trabajo de graduación: **ESTIMACIÓN DE LA HUMEDAD EN EL AISLAMIENTO DE PAPEL A TRAVÉS DE LA MEDICIÓN EN EL ACEITE EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE ETCEE-INDE, MEDIANTE EQUIPO DE INSTRUMENTACIÓN TRANSMISOR DE HUMEDAD Y TEMPERATURA (VAISALA MMT330)**, elaborado por el estudiante Banner Antonio Ruano Rivera, y realizar las revisiones y correcciones respectivas, considero satisfactorio dicho trabajo.

Por lo tanto, hago de su conocimiento que recomiendo su aprobación para que proceda a realizarse el trámite correspondiente.

Atentamente



Marco Tulio Sánchez Escobar
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 10,431

Ing. Marco Tulio Sánchez Escobar

Colegiado No. 10,431

Asesor

REF. EIME 28.2020
22 de JUNIO 2020

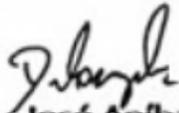
Señor Director
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: **ESTIMACIÓN DE LA HUMEDAD EN EL AISLAMIENTO DE PAPEL A TRAVÉS DE LA MEDICIÓN EN EL ACEITE EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE ETCEE-INDE, MEDIANTE EQUIPO DE INSTRUMENTACIÓN TRANSMISOR DE HUMEDAD Y TEMPERATURA (VAISALA MMT330)**, del estudiante; Banner Antonio Ruano Rivera, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. José Anibal Silva de los Angeles
Coordinador de Electrotecnia

REF. EIME 287.2020.

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; **BANNER ANTONIO RUANO RIVERA**, titulado: **ESTIMACIÓN DE LA HUMEDAD EN EL AISLAMIENTO DE PAPEL A TRAVÉS DE LA MEDICIÓN EN EL ACEITE EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE ETCEE-INDE, MEDIANTE EQUIPO DE INSTRUMENTACIÓN TRANSMISOR DE HUMEDAD Y TEMPERATURA (VAISALA MMT330)**, procede a la autorización del mismo.



Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo

Guatemala, 23 de junio 2020.

DTG. 243.2020.

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 Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **ESTIMACIÓN DE LA HUMEDAD EN EL AISLAMIENTO DE PAPEL A TRAVÉS DE LA MEDICIÓN EN EL ACEITE EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE ETCEE-INDE, MEDIANTE EQUIPO DE INSTRUMENTACIÓN TRANSMISOR DE HUMEDAD Y TEMPERATURA (VAISALA MMT330)**, presentado por el estudiante universitario: **Banner Antonio Ruano Rivera**, 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, septiembre de 2020

AACE/asga

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por ser el centro de mi vida, guiándome siempre por el buen camino, dándome la sabiduría, la fuerza y perseverancia para permitirme cumplir una meta más.
- Mis padres** Manuel Ruano y Oralia Rivera, por su sacrificio, dedicación, apoyo incondicional a lo largo de todos estos años de mi vida. Este es mi humilde regalo por todo el esfuerzo que ellos hicieron.
- Mis hermanos** Oswaldo y Erwin Ruano, por animarme, aconsejarme, apoyarme económicamente en todo lo necesario para que yo culminara esta carrera.
- Mis familiares** A los que estuvieron pendientes de este logro, creyendo en mí, brindándome palabras de aliento.
- Mis amigos** Por todos los momentos compartidos y la motivación e influencia en la culminación de este logro.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por ser mi casa de estudios, brindándome la oportunidad de aprender y triunfar.

Facultad de Ingeniería

Por brindarme todos los conocimientos académicos para que yo lograra ser un Ingeniero.

ETCEE

Por haberme abierto las puertas de sus instalaciones para que yo realizara mi trabajo de graduación. Al personal del departamento de Subestaciones y Metrología de la subestación Guatemala Sur, por el apoyo que recibí durante la realización de este trabajo.

Mis catedráticos

Por haberme formado profesionalmente.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	I
LISTA DE SÍMBOLOS	V
GLOSARIO	VII
RESUMEN.....	XI
OBJETIVOS.....	XIII
INTRODUCCIÓN	XV
1. TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE Y LOS FACTORES QUE AFECTAN SUS CARACTERÍSTICAS AISLANTES.....	1
1.1. Introducción a transformadores de potencia.....	1
1.2. Diseño constructivo	2
1.2.1. Núcleo	2
1.2.2. Devanados.....	4
1.2.3. Cuba	5
1.2.4. Cambiador de tomas	8
1.2.5. Sistemas de refrigeración	9
1.2.6. Placa característica	10
1.2.7. Accesorios	11
1.3. Sistema de aislamiento del transformador.....	11
1.3.1. El aceite dieléctrico.....	12
1.3.1.1. Las cuatro funciones del aceite mineral.....	12
1.3.1.2. Tipos de aceites dieléctricos.....	14

1.3.1.3.	Mecanismos de degeneración del aceite dieléctrico.....	14
1.3.1.4.	Formación de lodos en el aceite.....	16
1.3.1.5.	Métodos de conservación del aceite dieléctrico	16
1.3.1.6.	Mantenimiento al aceite dieléctrico	19
1.3.2.	El papel dieléctrico	19
1.3.2.1.	Las cuatro funciones básicas del papel	20
1.3.2.2.	Composición y características.....	21
1.3.2.3.	Mecanismos de degradación del papel	22
1.4.	Humedad en el sistema de aislamiento del transformador.....	24
1.4.1.	Dinámica de la humedad en el transformador.....	25
1.4.2.	Fuentes de humedad	26
1.4.3.	Efectos de la humedad.....	28
1.4.4.	Evaluación de la humedad en el sistema de aislamiento	29
2.	MÉTODOS PARA LA MEDICIÓN DE HUMEDAD EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	31
2.1.	Valores absolutos de agua (ppm)	31
2.2.	Saturación relativa.....	32
2.3.	Porcentaje de humedad por peso seco.....	34
2.4.	Métodos de medición de humedad	34
2.4.1.	Método de Karl Fischer	34
2.4.2.	Prueba de punto de rocío	37
2.4.3.	Métodos de análisis de respuesta dieléctrica.....	39

	2.4.3.1.	Método de espectroscopia en el dominio de la frecuencia (FDS)	39
	2.4.3.2.	Método de corriente de polarización y despolarización (PDC).....	41
	2.4.3.3.	Equipo analizador de respuestas dieléctricas.....	41
3.	EQUIPO TRANSMISOR DE HUMEDAD Y TEMPERATURA VAISALA		
	MMT330		47
	3.1.	Descripción del equipo	48
	3.2.	Funcionamiento	48
	3.2.1.	Capacitor de placas paralelas.....	49
	3.2.2.	Sensor de humedad capacitivo.....	51
	3.3.	Características del método de medición.....	53
	3.4.	Conversión de saturación relativa a PPM.....	58
	3.5.	Características y opciones básicas del transmisor	59
	3.5.1.	Opciones de sondas.....	62
	3.5.1.1.	Sonda MMT338 para tuberías a presión.....	63
	3.6.	Accesorios de instalación del transmisor y su operación.....	65
	3.6.1.	Montaje del equipo en poste o tubería.....	66
	3.6.2.	Accesorios de montaje de la sonda	66
	3.6.3.	Ubicación del sensor	67
	3.6.4.	Periodos de observación y resolución del transmisor.....	69
	3.6.5.	Programa para manejo de datos	70
4.	METODOLOGÍA EXPERIMENTAL		73
	4.1.	Estimación de la humedad en el aislamiento sólido-papel	73

4.1.1.	Método de equilibrio	73
4.2.	Evaluación de la humedad	78
4.3.	Evaluación de la temperatura.....	82
4.3.1.	Temperatura de formación de burbujas	82
4.3.2.	Temperatura de formación de agua libre	83
5.	MEDICIONES EN CAMPO, ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE EQUIPO DE INSTRUMENTACIÓN	85
5.1.	Descripción de la empresa.....	85
5.1.1.	Instituto Nacional de Electrificación (INDE)	85
5.1.2.	Empresa de Transporte y Control de la Energía Eléctrica (ETCEE)	86
5.1.3.	Subestaciones del sistema central	87
5.2.	Instalación de equipo en el transformador	89
5.2.1.	Procedimiento de instalación.....	90
5.3.	Resultados obtenidos medición núm. 1.....	98
5.3.1.	Análisis e interpretación de resultados	99
5.4.	Resultados obtenidos medición núm. 2.....	105
5.4.1.	Análisis e Interpretación de resultados.....	106
5.5.	Resultados obtenidos medición núm. 3.....	113
5.5.1.	Análisis e interpretación de resultados	114
5.6.	Resultados obtenidos medición núm. 4.....	121
5.6.1.	Análisis e interpretación de resultados	123
5.7.	Resultados obtenidos medición núm. 5.....	130
5.7.1.	Análisis e interpretación de resultados	131
5.8.	Resultados obtenidos medición núm. 6.....	137
5.8.1.	Análisis e interpretación de resultados	138

CONCLUSIONES	145
RECOMENDACIONES	147
BIBLIOGRAFÍA.....	149
ANEXOS.....	155

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Transformador tipo columna	3
2.	Transformador tipo acorazado	4
3.	Cuba o tanque del transformador de potencia	5
4.	<i>Bushing</i> pasatapas.....	8
5.	Cambiador de tomas	9
6.	Placa característica del transformador	11
7.	Esquema de la dinámica de humedad	26
8.	Curva de saturación del agua en el aceite mineral aislante	32
9.	Medidor coulométrico Karl Fischer	37
10.	Medición de la prueba FDS.....	40
11.	Factor de pérdidas típico para un transformador de potencia	42
12.	Equipo analizador de respuestas dieléctricas DIRANA de OMICRON	43
13.	Cables de conexiones utilizados por equipo DIRANA.....	43
14.	Arreglo de las placas del capacitor.....	50
15.	Estructura del transmisor Vaisala HUMICAP®.....	53
16.	1era. Prueba de humedad realizada a 75 °C	55
17.	2da. Prueba de humedad realizada a 25 °C	56
18.	3era. Prueba de humedad.....	57
19.	Estructura del transmisor	60
20.	Dimensiones del transmisor en mm (pulgadas)	61
21.	Vista interna del transmisor	62
22.	Tipos de sondas.....	63

23.	Sonda MMT338	64
24.	Dimensiones de la sonda en mm (pulgadas)	65
25.	Montaje en poste o tubería	66
26.	Instalación de la sonda a través de una válvula de bola	67
27.	Conexión mediante cable USB-RJ45.....	72
28.	Curvas de equilibrio de Oommen para sistemas de aislamiento papel-aceite	77
29.	Toma de medidas de la válvula	91
30.	Limpieza de piezas	92
31.	Válvula para purgar el aire	93
32.	Ajuste de cuerpo de montaje y tuerca de cierre.....	93
33.	Sonda introducida en la válvula	94
34.	Purgar el aire a través de una válvula Pinch Off.....	95
35.	Sonda totalmente Instalada en la válvula	96
36.	Conexión del transmisor	96
37.	Equipo instalado en tubería	97
38.	Datos de supervisión en línea. Medición 1	100
39.	Histéresis de humedad ppm. Medición 1	102
40.	Gráfica de humedad. Medición 1	104
41.	Datos de supervisión en línea. Medición 2	107
42.	Histéresis de humedad ppm. Medición 2	109
43.	Datos de supervisión en línea. Medición 3	115
44.	Histéresis de humedad ppm. Medición 3	117
45.	Gráfica de humedad. Medición 3	120
46.	Datos de supervisión en línea. Medición 4	124
47.	Histéresis de humedad ppm. Medición 4	126
48.	Gráfica de humedad. Medición 4	128
49.	Datos de supervisión en línea. Medición 5	132
50.	Histéresis de humedad ppm. Medición 5	133

51.	Gráfica de humedad. Medición 5	136
52.	Datos de supervisión en línea. Medición 6.....	139
53.	Histéresis de humedad ppm. Medición 6	140
54.	Gráfica de humedad. Medición 6	142

TABLAS

I.	Pruebas ASTM para aceites aislantes en operación.....	18
II.	Dimensiones de la sonda MMT338.....	64
III.	Periodos de observación y resolución.....	70
IV.	Pautas para la interpretación del porcentaje de humedad en peso seco del papel	79
V.	Contenido de agua en el papel según el nivel de tensión	80
VI.	Límites de porcentaje de saturación relativa	81
VII.	Límites de conductividad del aceite.....	82
VIII.	Datos del transformador. Medición 1.....	98
IX.	Datos grabados. Medición 1.....	98
X.	Datos de tendencia obtenidos. Medición 1.....	99
XI.	Datos para la estimación de humedad en el papel. Medición 1	103
XII.	Datos del transformador. Medición 2.....	105
XIII.	Datos grabados. Medición 2.....	106
XIV.	Datos de tendencia obtenidos. Medición 2.....	106
XV.	Datos para la estimación de humedad en el papel. Medición 2	110
XVI.	Datos grabados. Medición 3.....	113
XVII.	Datos de tendencia obtenidos. Medición 3.....	114
XVIII.	Datos para la estimación de humedad en el papel. Medición 3	118
XIX.	Datos del transformador. Medición 4.....	122
XX.	Datos grabados. Medición 4.....	122
XXI.	Datos de tendencia obtenidos. Medición 4.....	123

XXII.	Datos para la estimación de humedad en el papel. Medición 4	127
XXIII.	Datos del transformador. Medición 5	130
XXIV.	Datos grabados. Medición 5	130
XXV.	Datos de tendencia obtenidos. Medición 5	131
XXVI.	Datos para la estimación de humedad en el papel. Medición 5	135
XXVII.	Datos del transformador. Medición 6	137
XXVIII.	Datos grabados. Medición 6	137
XXIX.	Datos de tendencia obtenidos. Medición 6	138
XXX.	Datos para la estimación de humedad en el papel. Medición 6	141

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
AT	Alta tensión
A	Amperios
δ	Ángulo del factor de potencia
A	Área
BT	Baja tensión
C	Capacitancia
Q	Carga
CA	Corriente alterna
DC	Corriente directa
d	Distancia
f	Faradios
e	Fem inducida
φ	Flujo magnético alterno
DP	Grado de polimerización
Hz	Hertz
Kg	Kilogramos
ϵ	Permitividad
P	Potencia activa
S	Potencia aparente
η	Rendimiento
bar	Unidad de presión barométrica
V	Voltaje

GLOSARIO

Aceite dieléctrico	El aceite aislante, aceite dieléctrico o simplemente aceite para transformador, es un aceite que se utiliza en general en equipos eléctricos y que exhibe propiedades dieléctricas, características esenciales para oponerse al paso de la corriente eléctrica.
ASTM	Sociedad Americana para Pruebas y Materiales.
Campo eléctrico	Es un campo de fuerza creado por la atracción y repulsión de cargas eléctricas (la causa del flujo eléctrico), este se mide en Voltios por metro (V/m). El flujo decrece con la distancia a la fuente que provoca el campo.
Carga eléctrica	Se conoce como carga eléctrica al nivel de electricidad presente en un cuerpo.
Cargabilidad	Se define como la cantidad máxima de potencia eléctrica que puede soportar un transformador, sin que se vean afectadas sus condiciones operativas.
Catalizador	Sustancia que acelera o retarda una reacción química sin participar en ella.

Celulosa	Es una sustancia sólida, blanca, sin sabor, que se halla en las fibras vegetales, paredes celulares del algodón y la madera, como tejido de sostén (es el esqueleto de los vegetales); se emplea en la fabricación de papel, así como textiles.
Descarga parcial	Hace referencia a una ruptura dieléctrica localizada en una pequeña región de un sistema sólido o líquido de aislamiento eléctrico sometido a condiciones de estrés de alta tensión que no puentea el espacio entre dos conductores.
Dieléctrico	Cuerpo, sustancia, que es aislante o mal conductor del calor o la electricidad. Es un material con una baja conductividad eléctrica.
Exactitud	Capacidad de un instrumento de acercarse al valor de la magnitud real.
IEC	Comisión Internacional de Electrotecnia.
IEEE	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
Material aislante	Material de baja conductividad eléctrica y alta rigidez dieléctrica, por lo general, se utiliza para sostener o proporcionar separación eléctrica para los conductores o partes energizadas. Este puede ser medido.

Neutralización	Es el número de acidez o neutralización, que es una medida directa del grado de oxidación del aceite.
ppm	Partes por millón (ppm) es una unidad de medida con la que se mide la medida concentración (10^{-6}).
Precisión	Capacidad de un instrumento de dar el mismo resultado en mediciones diferentes realizadas en las mismas condiciones.
Presurizar	Mantener constante la presión de un espacio cerrado.
Rigidez dieléctrica	Se entiende por rigidez dieléctrica o rigidez electrostática al valor límite de la intensidad del campo eléctrico en el cual un material pierde su propiedad aislante y pasa a ser conductor.
Sensor	Es todo aquello que tiene una propiedad sensible a una magnitud del medio, y al variar esta magnitud también varía con cierta intensidad la propiedad.
Sobrecarga	Se refiere a la presencia de carga excesiva en el circuito que impide su funcionamiento normal.
Sonda	Son instrumentos usados para explorar zonas de difícil acceso.

RESUMEN

Este trabajo de graduación da a conocer el uso de una forma de medición de humedad en el aceite dieléctrico del transformador de potencia, como un método indirecto para la estimación de la humedad presente en el aislamiento de papel, mediante la implementación del equipo de instrumentación transmisor de humedad y temperatura Vaisala para aceite MMT330. Este equipo contiene una sonda que incorpora un sensor capacitivo de película fina, instalado en una válvula del transformador haciendo contacto con el aceite dieléctrico, donde su funcionamiento se basa en los cambios en su capacitancia a medida que la fina película de polímero absorbe las moléculas de agua.

Este equipo es adquirido por la Empresa de Transporte y Control de la Energía Eléctrica (ETCEE) INDE, para monitorear y verificar las condiciones de humedad que presentan los distintos transformadores de potencia pertenecientes al sistema central. Este problema es uno de los factores principales que aceleran el envejecimiento del aislamiento de papel y afectan la vida útil para el funcionamiento del transformador.

Se realiza una investigación general de los factores principales que afectan las características aislantes del transformador de potencia. Luego, se describen los métodos y equipos de medición empleados para la estimación de la humedad presente en el aislamiento de papel. De esta manera se determinan sus ventajas/desventajas. Se establece un método de análisis para derivar el contenido de agua del papel aislante del contenido de agua en el aceite por medio de los datos de campo obtenidos mediante el equipo en estudio.

OBJETIVOS

General

Conocer, operar el Transmisor de Humedad y Temperatura Vaisala MMT330, para la medición de humedad en aceites de transformadores de potencia, a fin de poder estimar la cantidad de agua presente en el aislamiento de papel.

Específicos

1. Investigar y comprender cuáles son los factores que degradan las características aislantes del sistema de aislamiento en los transformadores de potencia.
2. Conocer los distintos métodos y equipos para la medición de humedad en los transformadores de potencia, en especial el uso del Transmisor de humedad y temperatura Vaisala.
3. Establecer un procedimiento de instalación apropiado para el equipo de instrumentación Vaisala, que favorezca al tiempo de respuesta del sensor, con el propósito de obtener mediciones representativas de la condición del aislamiento.
4. Observar, analizar e interpretar los resultados que se obtienen del transmisor de humedad, mediante mediciones en campo realizadas al

aceite dieléctrico de distintos transformadores, para verificar si reflejan condiciones de humedad.

INTRODUCCIÓN

El exceso de agua en el aceite aislante de los transformadores provoca la migración de agua hacia el papel aislante. Esto arriesga la vida útil e integridad del equipo. Como consecuencia se generan efectos negativos, como el envejecimiento acelerado del papel y la disminución de la rigidez dieléctrica, que provocará el inicio de descargas parciales dentro del aislamiento interno.

A primera vista, podría parecer que el estudio de la humedad en los transformadores de potencia mediante mediciones realizadas al aceite dieléctrico consiste en métodos sencillos, sin complicaciones, que se trata de una tecnología trivial común. Sin embargo, el estudio de la humedad es un procedimiento complejo, cuyo análisis de los datos obtenidos exige cuidado porque involucra una gran cantidad de detalles y variables para su aplicación correcta. Las consecuencias pueden ser serias si el estudio induce a la interpretación errónea de resultados.

La gestión de la humedad en los transformadores de potencia es una preocupación recurrente, porque para las unidades que envejecen el problema se agrava. Por esta razón, la evaluación del contenido de agua en el aislamiento sólido es una parte esencial de cualquier programa integral de evaluación de la condición. Con base en esta premisa, se efectúan mediciones continuas en línea de humedad en el aceite dieléctrico en transformadores de potencia, a través del equipo de instrumentación Vaisala. Este trabajo de investigación centrará su atención en conocerlo y operarlo adecuadamente, para que brinde una medición confiable de los niveles de humedad en el aceite. Con ello se logrará una

estimación correcta de la humedad en el papel, mediante procedimientos establecidos y respaldados mediante el método científico.

1. TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE Y LOS FACTORES QUE AFECTAN SUS CARACTERÍSTICAS AISLANTES

1.1. Introducción a transformadores de potencia

Los transformadores de potencia se utilizan para la transformación de energía eléctrica de un nivel de voltaje a otro nivel de voltaje. Su funcionamiento se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética. La importancia de estas máquinas radica en que han propiciado el desarrollo significativo en el uso de energía eléctrica porque la transportan más fácilmente a distancias remotas. De esta manera, a la potencia eléctrica alterna que se genera en una central de generación, se le eleva el voltaje para transmitirla a lugares lejanos con pocas pérdidas (puesto que se maneja menos corriente) posteriormente se reduce, para dejarla nuevamente en el nivel de utilización final para los centros de consumo.

Este capítulo inicia con la definición de las partes que conforman el diseño constructivo de los transformadores de potencia sumergidos en aceite. De esta manera se obtiene un conocimiento general de su forma de operar. Posteriormente, se conocerá la composición del sistema de aislamiento, los factores que afectan sus características aislantes, en especial la humedad. El propósito es comprender la importancia de erradicar este problema y de medir la humedad con este equipo de instrumentación en el sistema de aislamiento papel-aceite.

1.2. Diseño constructivo

El transformador de potencia es una máquina eléctrica estática, generalmente, constituida por dos o más arrollamientos o devanados. Transforma la energía eléctrica mediante el aumento o disminución de las magnitudes de voltaje y corriente en un circuito eléctrico de corriente alterna. Mantiene la frecuencia constante, sin afectar la potencia que se suministra. Dependiendo del diseño y tamaño, entre otras características del transformador, se presenta un pequeño porcentaje de pérdidas de potencia, en general su eficiencia fluctúa entre el 98 % al 99 %.

Los transformadores de potencia sumergidos en aceite se caracterizan porque el núcleo ferromagnético con los devanados se encuentra totalmente sumergidos en aceite mineral; esto ayuda en la transferencia de calor, la conservación del núcleo, así como el conjunto de la bobina al llenar los espacios vacíos en la celulosa, minimizando así el contacto del oxígeno con el papel y otros materiales susceptibles a la oxidación.

El transformador de potencia sumergido en aceite mineral consta de las siguientes partes principales.

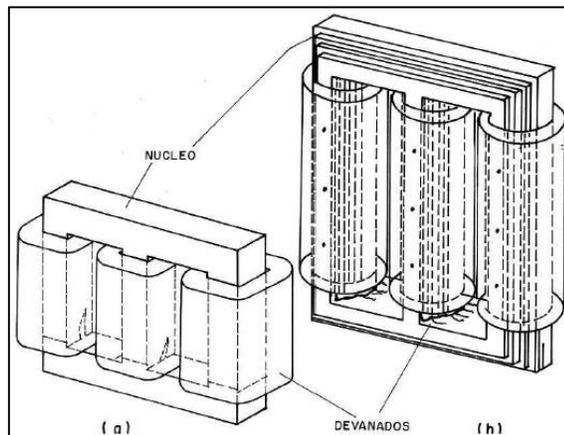
1.2.1. Núcleo

Es el sistema que forma el circuito magnético del transformador. El núcleo está constituido por chapas de acero al silicio, laminadas en frío o en grano orientado. Han sido sometidas a un tratamiento químico llamado Carlite, que las recubre con una delgada capa aislante (0,01 mm) para reducir las pérdidas en el hierro y aumenta la resistividad del material debido a la presencia de silicio.

El circuito magnético está conformado por las columnas, donde se montan los arrollamientos, y las culatas, que unen las columnas.

Los transformadores de potencia se construyen de dos maneras, según sea la posición relativa entre el núcleo con los devanados. El transformador tipo columna es el más utilizado en la región. En este tipo de construcción el núcleo es un solo circuito magnético, formado por un yugo superior y tres columnas verticales (para los trifásicos). Las bobinas son ensambladas concéntricamente en cada una de las columnas, de modo que envuelven todo el núcleo.

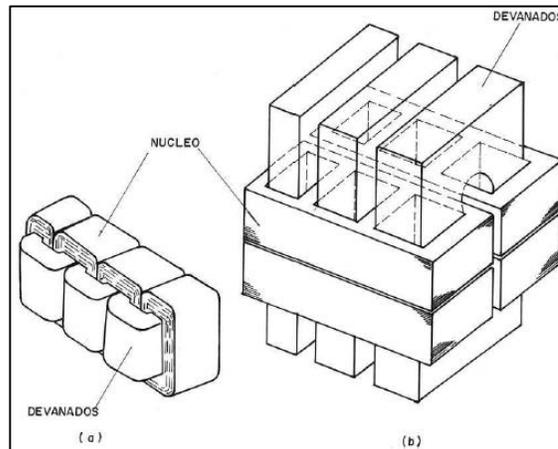
Figura 1. **Transformador tipo columna**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad. *Mantenimiento de transformadores*. Cap. 2 p. 10.

El tipo acorazado se utiliza poco en la región. En esta construcción los devanados forman 1 o 3 anillos, para 1 o 3 fases respectivamente y el núcleo se ensambla alrededor de ellos, a modo de que envuelve a las bobinas.

Figura 2. **Transformador tipo acorazado**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad. *Mantenimiento de transformadores*. Cap. 2 p. 10.

1.2.2. **Devanados**

Estos conforman el circuito eléctrico del transformador. Cuando el núcleo del transformador es del tipo columna, se elaboran por medio de hilo conductor de cobre de sección redonda (para diámetros inferiores a 4 mm). Cuando el núcleo del transformador es del tipo acorazado y se requieren diámetros de secciones mayores, los conductores se elaboran de cobre con sección rectangular. Los bobinados se forran por una capa aislante que, comúnmente, puede ser de papel barnizado, fibra, micanita, cinta o algodón impregnado, entre otros.

Los devanados deben contener ductos de enfriamiento axiales, radiales que permitan fluir el aceite y eliminar el calor generado en su interior. Además, deben contener apoyos fuertes para soportar esfuerzos mecánicos debido a su propio peso, así como a los cortocircuitos.

1.2.3. Cuba

Es el tanque o depósito donde se encuentra alojada la parte activa del transformador con sus piezas internas. Está relleno de aceite para aislamiento de estas partes, para brindarles refrigeración natural. La construcción del tanque debe ser muy robusta para proteger eléctricamente, mecánicamente al transformador; además debe ser hermético y soportar el vacío absoluto.

Contiene partes de apoyo reforzadas en su base para facilitar las maniobras de transporte y levantamiento durante la carga/descarga de este. El tanque es el encargado de soportar los ventiladores, radiadores, accesorios especiales, entre otros.

Figura 3. **Cuba o tanque del transformador de potencia**



Fuente: Schneider. *Transformador limitador de falta a tierra.*

<https://www.schneider-electric.es/es/product-range-presentation/60727-minera-e/>. Consulta: 23 de agosto de 2018.

Antes de llenar la cuba con aceite aislante en la parte activa, en su interior se le realiza un proceso de vacío para la extracción de todo el aire que pone en peligro la resistencia dieléctrica del aislamiento del transformador.

La cuba debe estar cubierta por cierta clase de pintura para que resista a la corrosión por la intemperie. El sistema de pintura debe permitir una rápida radiación del calor interno y ser capaz de reflejar la radiación solar.

Una parte esencial en la construcción de la cuba es la tapa del tanque; en esta se colocan el tanque de expansión de aceite y los *bushings* pasatapas para los arrollamientos de B.T. y A.T.

- Tanque de expansión

La cuba está diseñada para soportar la expansión del aceite con el aumento de la temperatura por la operación propia del transformador. Esta expansión se realiza en un tanque externo llamado conservador. Este tanque está diseñado para contener el 10 % o 20 % del volumen total del aceite que contiene el transformador y se encarga de que la cuba siempre permanezca llena de aceite.

En los tanques de expansión con respiración libre puede penetrar aire cuando hay una disminución del nivel de aceite. Esto produce una depresión en la cámara de aire del tanque conservador y para ello debe colocarse un depósito con material secador llamado Sílica gel en su sistema de respiración. Este material funciona como un filtro para retener el ingreso de aire húmedo al tanque y permitir solo el ingreso de aire seco.

La presión interior de la cuba se mantiene constante gracias a este depósito, dado que expulsa el gas sobrante resultante de un calentamiento del aceite, provocado por la operación propia del transformador.

- *Bushing* pasatapas

Los bornes de los transformadores de potencia de media o alta tensión se llevan al exterior de la cuba mediante los *bushing* pasantes o pasatapas cuyo exterior es de porcelana y su interior, de papel y aceite. Su función es permitir una conexión eléctrica entre el circuito exterior del transformador con las terminales de los devanados.

En altas tensiones, aparece un potente campo eléctrico entre el borde del orificio de la tapa superior de la cuba y el conductor terminal, esto podría provocar daños en el aislador del pasatapas; para evitarlos, los pasatapas se construyen con varias capas cilíndricas que rodean el borne metálico dentro del espacio cerrado que contiene el aceite.

Figura 4. **Bushing pasatapas**



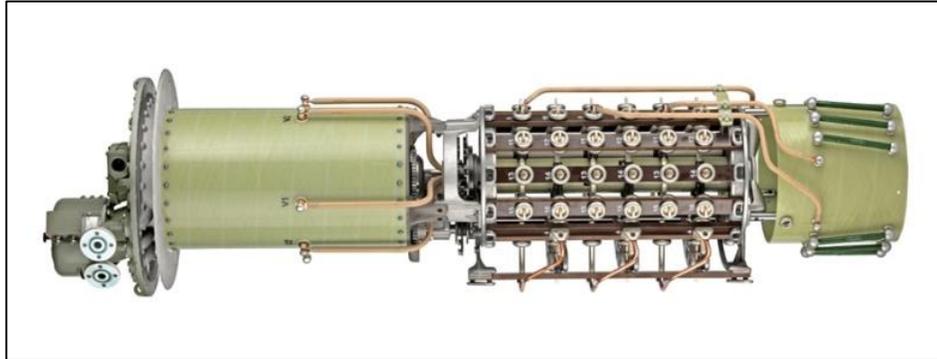
Fuente: Tajal. *Boquillas de alta tensión*. <http://www.tajal.com.mx/materiales/boquillas-alta-y-baja-tension/attachment/boquillas-alta-tension/>. Consulta: 23 de agosto de 2018.

1.2.4. Cambiador de tomas

También llamados como cambiadores de *taps* o derivación. Son los encargados de modificar la relación de transformación en los transformadores, variando el voltaje, generalmente, en el devanado primario, para un mismo voltaje en el devanado secundario. Hay dos tipos de diseños para operar bajo carga y sin carga, pudiéndose encontrar de tipos monofásicos o trifásicos.

Los cambiadores de tomas se conectan, generalmente, en el lado de alta tensión, porque este devanado es el exterior y consecuentemente la conexión de derivadores puede realizarse sin inconvenientes de aislamiento (menos corriente).

Figura 5. **Cambiador de tomas**



Fuente: Maschinenfabrik Reinhausen "MR". *Cambiador de tomas bajo carga*.
<https://www.reinhausen.com>. Consulta: 9 de octubre de 2019.

1.2.5. **Sistemas de refrigeración**

En un transformador de potencia existen pérdidas que se transforman en calor y contribuyen al calentamiento de la máquina. Es conveniente dotar al transformador con un adecuado sistema de refrigeración, que evite las consignas de estas altas temperaturas que puedan afectar la vida útil de los aislamientos del devanado. Naturalmente por convección, el aceite dieléctrico ayuda en la refrigeración del transformador.

La sobretensión contribuye a que el aceite experimente un proceso de envejecimiento acelerado. Esto indica que se está oxidando y creando lodos. Este proceso puede ser más severo en presencia de humedad y oxígeno dentro del transformador. Un adecuado sistema de enfriamiento retarda el envejecimiento del aceite dieléctrico. Para disminuir este problema, se debe tener controlado el contenido de humedad, así como el oxígeno que existe dentro del transformador.

Dentro de su sistema de refrigeración, un transformador está provisto de radiadores que, a mayor potencia, mayor es la cantidad de radiadores externos para aumentar la superficie de enfriamiento de la cuba llena de aceite. Por convección el aceite circula alrededor de los arrollamientos hacia los radiadores, en donde el calor es entregado al aire exterior.

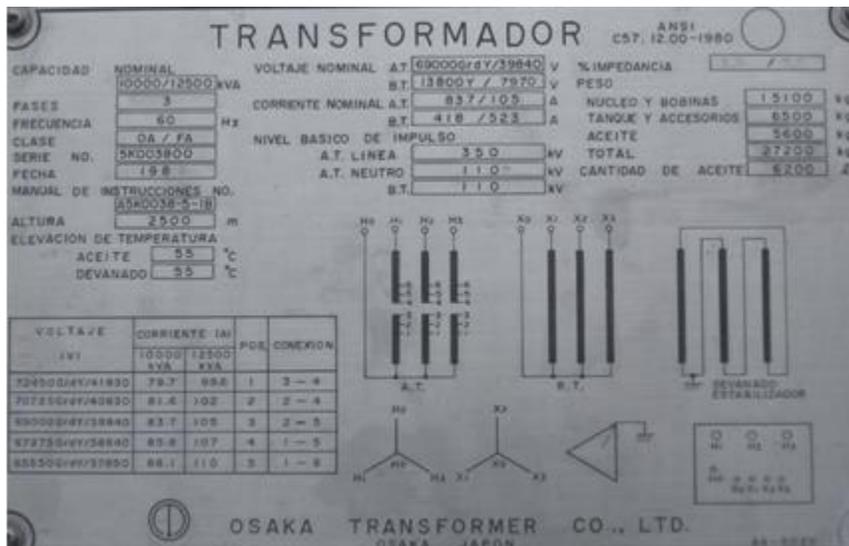
Según las normas IEC se designa el tipo de enfriamiento para los transformadores mediante cuatro letras. La primera letra se refiere al tipo de refrigerante en contacto con los devanados, la segunda letra a la naturaleza en que puede circular. Las siguientes dos letras se refieren al refrigerante en contacto con el sistema de refrigeración exterior y a su modo de circulación. Según la norma IEC 60076-7 se designan los siguientes tipos de enfriamiento:

- OA (ONAN): aceite y aire que circulan por convección natural.
- FA (ONAF): aceite que circula por convección natural y aire forzado con moto-ventiladores.
- FOA (OFAF): aceite con circulación forzada, usando motobombas y aire forzado con motobombas.
- OW (ONWF): aceite que circula por convección natural y agua con circulación forzada, usando motobombas.
- FOW (OFWF): aceite y agua con circulación forzada, usando motobombas.

1.2.6. Placa característica

Los transformadores de potencia siempre se encuentran provistos de una o más placas características que contienen sus características técnicas, eléctricas y funcionales. A continuación, se muestra una imagen de una placa característica típica de un transformador de potencia:

Figura 6. **Placa característica del transformador**



Fuente: Osaka Transformer Co. LTD. *Placa Característica Transformador 69/13.8 kV.*

1.2.7. Accesorios

Los transformadores de potencia también cuentan con accesorios, como termómetros, indicadores de nivel de aceite, relé Buchholz, válvula de sobrepresión, relé de flujo, transformadores de corriente, tablero de control, mando, protecciones de circuitos de control y alimentación, entre otros.

1.3. Sistema de aislamiento del transformador

Las partes más importantes de un transformador de potencia inmerso en aceite son: el aceite dieléctrico (aceite mineral) y el aislamiento sólido (papel), que constituyen su sistema de aislamiento. Su misión es aislar eléctricamente los elementos del transformador sometidos a distinto potencial eléctrico. La vida útil de un transformador de potencia depende de su sistema de aislamiento. La

combinación entre aislantes líquidos/sólidos dotan al transformador de una resistencia mecánica y térmica frente a los esfuerzos provocados por el campo eléctrico, frente a condiciones de sobrecarga o un impulso tipo rayo.

1.3.1. El aceite dieléctrico

Es un fluido o líquido aislante que no conduce electricidad fácilmente. Los fluidos que son aislantes eléctricos, por lo general, ofrecen tanto aislamiento eléctrico, como transferencia de calor en el equipo eléctrico. Generalmente, el aceite dieléctrico es de origen mineral, refinado de petróleo crudo que posee propiedades eléctricas aislantes y está formado por hidrocarburos con una aceptable estabilidad a la oxidación, que son constantemente activados por diversos factores que más adelante vamos a estudiar en la sección de *Mecanismos de degradación del aceite dieléctrico*.

En este trabajo de investigación, la referencia al aceite dieléctrico alude a este tipo de aceite.

1.3.1.1. Las cuatro funciones del aceite mineral

A medida que se ha desarrollado el uso del aceite mineral como líquido o fluido aislante en transformadores de potencia, se ha comprobado que cumple cuatro funciones que contribuyen a la operación de estos.

- Aceite como aislante dieléctrico

El aceite proporciona rigidez dieléctrica; actúa como un material aislante y dieléctrico. Es en el aislamiento líquido sobre el que recae el mayor esfuerzo dieléctrico (soporta mayor campo eléctrico) debido a su menor constante

dieléctrica, en comparación con la constante del papel aislante. Por este motivo, se intercalan capas de cartón o de papel impregnado en grandes espacios de aceite, de esta forma crea una interfaz papel-aceite que aumenta la rigidez dieléctrica del sistema de aislamiento.

- Aceite como medio de transferencia de calor

El aceite actúa como medio de enfriamiento. La composición del aceite determina sus propiedades físicas (viscosidad, calor específico, densidad relativa, coeficiente de expansión del aceite). Tales propiedades determinan cuan bien el aceite transporta el exceso de calor desde la parte activa del transformador, núcleo y arrollamientos, hacia el exterior. Estas características de transferencia de calor van reduciéndose poco a poco, a medida que el aceite envejece en servicio.

- Aceite como protector del papel

El aceite protege el aislamiento sólido (papel); actúa como una barrera protectora entre el papel con los efectos dañinos como el oxígeno, calor, humedad, etc. El aceite extrae el calor del papel en el núcleo y la bobina a medida que este se origina. En términos generales, el aceite ofrece rigidez mecánica al aislamiento sólido.

- El aceite como herramienta de diagnóstico

El aceite puede analizarse para conocer las condiciones internas del transformador; actúa como una herramienta de diagnóstico para la evaluación, monitoreo del aislamiento sólido y las condiciones del equipo.

1.3.1.2. Tipos de aceites dieléctricos

El aceite mineral puede ser de Tipo I y Tipo II. El aceite Tipo I se utiliza en equipos que no requieren mucha resistencia a la oxidación, mientras que los del Tipo II ofrecen una mayor protección respecto a la oxidación. Existen otros tipos de líquidos dieléctricos que son o podrían ser utilizados como líquido aislante en un transformador de potencia, de los cuales se pueden mencionar los siguientes:

- Hidrocarburos de alto peso molecular (HMWH)
- Siliconas
- Fluido a base de éster
- Fluidos dieléctricos basados en aceites vegetales

1.3.1.3. Mecanismos de degeneración del aceite dieléctrico

Una causa del envejecimiento del aceite es la oxidación; el aceite envejece porque se oxida. Este líquido al hacer contacto con el oxígeno, los hidrocarburos en el aceite reaccionan con el oxígeno disuelto en este para formar derivados de la oxidación en el aceite. A estos derivados se les conoce como productos de la oxidación, productos de la descomposición, compuestos de la oxidación o derivados del envejecimiento en el aceite.

Cuando el aceite envejece rápidamente, significa que requiere mantenimiento más frecuente y que, además, habrá mayor daño en el aislamiento sólido si se retrasa el mantenimiento.

Varias condiciones en un transformador propician que el aceite reaccione más aceleradamente en presencia del oxígeno. A continuación, se verán varios

agentes y catalizadores que acompañan al aceite dentro del transformador, que afectan la velocidad a la cual se desarrollan productos de la oxidación o acidez altamente contaminantes.

- Oxígeno

El oxígeno está presente en el aceite del transformador en operación dado que es imposible remover todo el O₂, al menos queda un 0,25 %, lo necesario para contribuir a la oxidación del aceite aislante; es uno de los gases con mayor solubilidad en el aceite, por ende, el de mayor afinidad con el mismo. La degradación del papel también suministra O₂, y por último los naturales inhibidores de O₂ gradualmente se acaban con el tiempo.

La mayor parte del aire presente en el aceite del transformador es de origen atmosférico. El aire contiene aproximadamente 20 % de oxígeno y se disuelve en el aceite expuesto al aire. Cuando se coloca el aceite dentro del transformador, se elimina el oxígeno mediante el proceso de desgasificación al vacío.

- Calor

A temperaturas más altas, muchas reacciones químicas se desarrollan más rápidamente, entre ellas, la oxidación del aceite; esto acelera el envejecimiento, reduciendo la fuerza mecánica-dieléctrica del aislamiento sólido. Los efectos secundarios son la producción de agua, materiales ácidos y gases.

- Catalizadores

Los principales catalizadores presentes en el aceite que inducen la reacción de la oxidación son el cobre y hierro. Estos dos metales, en presencia de agua,

constituyen un cultivo mortal en el proceso de oxidación del aceite aislante. Por lo general, los otros metales que se encuentran en los transformadores también actúan como catalizadores en la oxidación del aceite.

1.3.1.4. Formación de lodos en el aceite

Las reacciones químicas forman productos de oxidación altamente contaminantes. Estos, a su vez, se activan aglomerándose para formar complejos moleculares de alto peso en forma de lodos que se depositan en las bobinas, núcleo, radiadores, principalmente en las capas internas de los devanados y, por lo tanto, en los espacios pequeños de las fibras de la celulosa, afectando la vida útil del papel, reduciendo sus propiedades mecánicas-dieléctricas.

El lodo es la fase terminal del proceso de oxidación del aceite. Tiene la particularidad de ser una sustancia resinosa, parcialmente conductora, moderadamente soluble en el aceite (a temperatura de punto de anilina), en el transformador causa la disminución del aislamiento, pérdida de capacidad de sobrecarga del transformador, aumento en su temperatura de operación. Los lodos se precipitan primero en las partes frías, luego en las partes calientes del transformador y su formación es periódica o continua.

1.3.1.5. Métodos de conservación del aceite dieléctrico

Lo expuesto sucede en el interior de un transformador en servicio y lo convierte en un complejo reactor químico que propicia el envejecimiento del aceite y que necesite mantenimiento. El mantenimiento permite el control de condiciones que aceleran el envejecimiento del aceite. Para ello, se recomienda lo siguiente:

- Es indispensable monitorear y controlar el contenido humedad en el aceite, adicionalmente permite estimar la humedad presente en el aislamiento de papel.
- Se puede controlar la temperatura de operación del transformador, esto se logra evitando las sobrecargas del transformador y que su sistema de enfriamiento funcione adecuadamente.
- De existir productos de la oxidación, estos se pueden para evitar que se acumulen en el sistema papel-aceite.
- Se puede prolongar la vida del aceite mediante el uso de un inhibidor de oxidación.

En la norma ASTM D-117 se establecen 55 métodos de prueba. Sin embargo, en práctica según consenso internacional interesan solo 6 de estas pruebas para medir la degradación-contaminación de los aceites y dos opcionales que se utilizan en casos especiales, los cuales se relacionan en la siguiente tabla.

Tabla I. Pruebas ASTM para aceites aislantes en operación

Pruebas ASTM más importantes para aceites aislantes en operación					
Método de Prueba ASTM		Criterios para evaluar la condición del aceite en operación			Indicaciones
		AC	CU	IN	
1. Rigidez dieléctrica D-877 (kV)		≥30	<30	<25	Contaminantes, conductores, impurezas, agua
			≥25		
2. Acidez o número de Neutralización D-974 (mg KOH/G)		≤0,05	>0,05	>0,10	Ácidos presentes, lodos
			≤0,10		
3. Tensión Interfacial D-971 (dinas/cm)		≥32	<32	<28	Compuestos hidrofílicos o contaminantes polares ácidos
			≥28		
4. Color D-10500 ^a		≤3,5	-----	>3,5	Un marcado cambio en un año indica anomalía
5. Contenido de agua D-1533 (ppm)		<30	≥30	≥35	Indica contenido total de agua en el aceite
			<35		
6. Gravedad específica D-1278		0,84 a 0,91	<0,84	>0,91	Se requiere para ajustar el valor leído de Tensión Interfacial. Indicativo del indicio de presencia de PCB's
PRUEBAS OPCIONALES					
1. Contenido de Inhibidor de oxidación DBP o DBPC ASTM D-4768		AC	CU	IN	Nivel de defensas contra productos de la oxidación
		≥0,2 %	≥0,1 % <0,2 %	<0,1 %	
2. Factor de Potencia ASTM D-924	a 25 °C	<0,1 %	≥0,1 % ≤0,3 %	>0,3 %	Indica agua, contaminantes extraños y ácidos
	a 100 °C	<3,0 %	≥3,0 % ≤4,0 %	>4,0 %	

Fuente: elaboración propia.

1.3.1.6. Mantenimiento al aceite dieléctrico

El mantenimiento preventivo al aceite de los transformadores de potencia se orienta hacia el logro de los siguientes objetivos: mantener la operación eficiente de la máquina por el mayor tiempo posible, sin interrupciones imprevistas, prevenir las fallas del equipo y conservar las inversiones económicas representadas por el transformador.

De acuerdo con la naturaleza de la deficiencia que se quiera corregir para cada caso en particular, el tratamiento del aceite puede consistir en uno o varios de los siguientes procedimientos de mantenimiento preventivo de los cuales no se entrará en detalle:

- Cambio de aceite
- Secado del aceite
- Proceso de vacío
- Recirculación del aceite
- Regeneración del aceite

1.3.2. El papel dieléctrico

El papel dieléctrico o aislante sólido posee una constante dieléctrica elevada y tiene la característica de proveer un soporte rígido o flexible a equipos o conductores eléctricos. Si se consideran los componentes de un transformador de potencia descritos: tanque, devanados, aceite, entre otros, es evidente que el componente más débil que tiene el transformador es el papel aislante.

El aislante sólido más utilizado en transformadores de potencia es el papel Kraft, utilizado comúnmente para envolver los conductores de los devanados de

un transformador y el cartón prensado (*pressboard*) utilizado en el núcleo, que es el encargado de dar forma a las estructuras de aislamiento rígidas necesarias para las partes de la máquina que tienen que soportar los esfuerzos mecánicos, que el papel por sí solo no puede resistir.

El papel aislante, una vez degradado, es imposible revertir su degradación o proceso de deterioro estructural. Por eso, toda acción de mantenimiento debe estar enfocada en primer lugar, hacia garantizar su vida útil, puesto que del estado de este material depende el porcentaje de vida útil del transformador.

1.3.2.1. Las cuatro funciones básicas del papel

Un buen papel aislante cumple cuatro funciones básicas dentro del transformador de potencia:

- Resistencia eléctrica: este material debe tener una buena capacidad de soportar altos voltajes inducidos, esfuerzos de impulso, transitorios de sobrecorrientes y sobretensiones.
- Resistencia mecánica a la tracción: la unidad debe soportar adecuadamente los esfuerzos axiales y longitudinales originados en los cortocircuitos.
- Resistencia térmica: el material debe tener buena transferencia de calor.
- Capacidad de mantener sus características deseables: el periodo de vida útil de este material debe ser de una duración razonable, esto se logra con realizarle un adecuado mantenimiento.

1.3.2.2. Composición y características

Esta investigación está orientada a los transformadores de potencia que tienen como aislamiento sólido el papel Kraft. Por ello, al referirse al aislamiento de papel se alude a este tipo, porque las unidades que se estudiarán en este trabajo tienen como aislamiento sólido este material.

La fórmula química del papel Kraft se basa en la celulosa, cuyos materiales se manufacturan de las pulpas de madera, mediante el proceso Kraft (de ahí el nombre de dicho papel).

- Grado de polimerización: es el número de moléculas de glucosa que componen la gran molécula de celulosa, aproximadamente entre 1 000 – 1 200 moléculas de glucosa, para un papel en condiciones de expectativa de vida útil de un 100 %. El grado de polimerización varía dependiendo del tipo de material. Este es un parámetro indicativo del deterioro térmico del papel y de su cristalización. Se manifiesta como una disminución sensible de la resistencia a la tracción mecánica.

El papel Kraft consta de cuatro características importantes:

- Tiene una aceptable estabilidad térmica y resistencia a la tracción mecánica.
- Este material es extremadamente poroso, y debido a esto se comporta como adsorbente de los productos de degradación del aceite desde sus etapas iniciales.
- Tiene una gran afinidad con el agua, especialmente en la zona inferior de las bobinas donde se tienen las temperaturas más bajas.

- Este papel se comporta como una especie de catalizador en el proceso de oxidación de los hidrocarburos del aceite aislante.
- Papel aislante termoestabilizado: en la actualidad, con el avance de la tecnología se están utilizando papeles nitrogenados que presentan propiedades adecuadas y neutralizan la deficiencia del papel Kraft estándar porque poseen, de alguna manera, un blindaje químico, que protege a la celulosa de la oxidación. Este tipo de material se utiliza para garantizar una mayor vida útil del transformador.

1.3.2.3. Mecanismos de degradación del papel

La celulosa, cuando está totalmente seca, libre de impurezas, sumergida en aceite, se convierte en el sistema aislante más eficiente disponible. Los factores principales de envejecimiento del papel aislante del transformador son: los ácidos producidos por el proceso de oxidación y el calentamiento de la celulosa en combinación con humedad, cuya combinación destruirá el sistema de aislamiento sólido.

La degradación del papel no puede eliminarse, solamente puede ser controlada mediante diagnósticos tempranos y respetando los límites de la celulosa impregnada en aceite.

- Oxidación

El oxígeno que se encuentra disuelto en el aceite actúa directamente sobre el papel para acelerar su envejecimiento, esto debilita los lazos de glucosa. Este proceso da lugar a la formación de agua que ataca a la celulosa mediante

hidrólisis, es decir, que el contenido de humedad del aislamiento se incrementa a lo largo de su vida.

La celulosa es atacada por el oxígeno y por el aceite que sufre oxidación. Esto produce ácidos que atacan al propio aceite, generando más productos de oxidación que atacan también la celulosa, degradándola. La generación de lodos, que es la fase terminal del proceso de oxidación del aceite, también afecta seriamente la resistencia a la tracción, propiedad que define la vida útil del papel.

- Calor

Gran parte de la degradación del aislamiento de papel es de origen térmico. A temperaturas elevadas, la celulosa se degrada lentamente, su envejecimiento se acelera y se reducen las fuerzas mecánicas-dieléctricas del aislamiento sólido. Los efectos secundarios incluyen la producción de agua, materiales ácidos y gases, así como la descomposición del papel (despolimerización).

El calor extremo lleva a la carbonización de las fibras de celulosa, efecto que se le conoce con el nombre de pirolisis. La temperatura no se distribuye de forma uniforme a lo largo del transformador, por ello, el análisis de los efectos del calor en la celulosa se realiza considerando la temperatura del punto más caliente (*hot-post*), generalmente en la parte superior del transformador porque este es el lugar en el cual ocurrirá la mayor degradación del papel.

- Humedad

La celulosa tiene una afinidad muy fuerte con el agua. Más del 90 % del agua se encuentra en el papel y menos del 10 % se encuentra en el aceite, esto actúa como el principal acelerador del envejecimiento de la celulosa, provocando

la reducción de la vida útil del transformador. Por lo tanto, el excesivo contenido de agua en el papel causará los siguientes efectos negativos:

- Aceleración del envejecimiento del aislamiento sólido.
- Disminución sensible de la resistencia mecánica a la tracción.
- Riesgo de formación de burbujas dentro del aislante con el aumento de la temperatura.
- Riesgo de condensación del agua en el aceite, formando agua libre en caso de bajas temperaturas.
- Deterioro de las propiedades dieléctricas del aislamiento principal.

La medición directa del porcentaje de humedad impregnado en el papel presenta dificultades naturales de acceso al devanado estando éste en condiciones de operación. Por eso, la medición *on-line* de este parámetro en el papel, solamente se puede efectuar de forma indirecta, a través de la medición de la humedad en el aceite. Dada la importancia de este problema, se dedica el siguiente apartado en explicar todo aquello relativo a la humedad en el aislamiento del transformador.

1.4. Humedad en el sistema de aislamiento del transformador

La humedad en el aislamiento del transformador es uno de los problemas más importantes en las subestaciones de transformación. La presencia de humedad es un factor que altera el funcionamiento del transformador, acelerando el proceso de envejecimiento del aislamiento sólido.

El sistema de aislamiento papel-aceite absorbe humedad, y su rigidez dieléctrica se deteriora a medida que se va incrementando el contenido de humedad, disminuyendo la tensión eléctrica-mecánica que pueden soportar.

Cuando hay presencia de humedad en el sistema de aislamiento pueden aparecer descargas parciales con una tensión de ruptura dieléctrica mucho más baja, provocando fallos eléctricos, como por ejemplo los arcos eléctricos.

1.4.1. Dinámica de la humedad en el transformador

Como se describió, casi toda el agua de un transformador se encuentra en la celulosa, aproximadamente en un 90 %, debido a que el aceite tiene poca afinidad con el agua. La vida del aislamiento sólido (celulosa) depende principalmente de su contenido de agua, también de la temperatura a la que este se vea sometido. El papel y aceite tienen un comportamiento muy distinto en lo que a la humedad se refiere.

El reparto de humedad entre los aislamientos sólidos con el aceite no es estático, sino que depende de las condiciones de operación del transformador. Durante la operación a distintas cargas/temperaturas, parte del agua pasa del aceite a la celulosa y viceversa.

Es claro que el estado de agua en el transformador varía con la temperatura (T) de operación de la unidad, debido a la termodinámica que se desarrolla permanentemente dentro del equipo, causada por la variación de la carga conectada.

- Si T sube, el sistema transfiere agua: del papel hacia el aceite.
- Si T baja, el sistema transfiere agua: del aceite hacia el papel.
- Condición de equilibrio: cuando la presión de vapor de agua es igual en el papel con el aceite, o los dos poseen la misma temperatura, y por tanto no hay transferencia de agua.

Figura 7. **Esquema de la dinámica de humedad**



Fuente: GARCÍA, Diego. *Determinación de coeficientes de difusión de humedad en papeles aislantes del transformador*. p. 24.

Debido a la distribución no homogénea de la temperatura en un transformador en operación, la distribución de humedad es no homogénea en el aislamiento sólido. Las zonas más calientes del aislamiento sólido tienen menor contenido de humedad y las más frías tendrán una mayor concentración de humedad. El agua en el papel se mide en porcentaje, mientras que el agua en el aceite se mide en partes por millón (ppm).

1.4.2. Fuentes de humedad

Se conocen tres fuentes que aportan humedad al transformador: la humedad residual, ingreso de humedad desde el exterior y la humedad producida por la descomposición de los propios aislamientos. A continuación, se describirán estas fuentes de contaminación.

- Humedad residual

Es la humedad que poseen los distintos aislantes dentro del transformador de potencia. Esta humedad se adquirió durante el proceso de construcción, montaje, puesta en servicio, y no ha sido eliminada durante el secado de la parte activa; se libera durante la operación de este al cabo de varios ciclos de carga. Esto sucede, principalmente en los aislantes hechos de plástico o los basados en madera.

La humedad se debe a que estos materiales tienen una densidad mayor y necesitan un tiempo de secado más amplio, en comparación con el secado del papel y del *pressboard*.

- Humedad desde el exterior

Se distinguen varias formas:

- Ingreso desde la atmósfera durante la instalación del transformador. Es complicado evitar que la humedad contenida en el aire pase al tanque del transformador, al verse expuestos de manera directa los aislamientos de este a la atmósfera; esto se da durante la instalación de alguno de sus accesorios (el llenado es hermético) previo a la puesta en marcha de la máquina y cuando se le realiza alguna reparación o mantenimiento.
- Ingreso de humedad en la cuba del transformador producido por la pérdida de estanqueidad de este, generalmente cuando hay fugas. Aquí se crea un flujo de aire húmedo hacia el exterior que humecta el aceite dieléctrico, al haber una disminución de la presión interna del transformador con respecto a la presión del exterior.

- Ingreso de humedad mediante el tanque de expansión del transformador, cuando este es de respiración libre. Esto se produce cuando el transformador respira desde el exterior y le entra aire húmedo hacia el interior, por lo cual el sílica gel contenido en este tanque conservador no puede secar por completo, ingresando así parte de humedad del aire a la cuba.
- Humedad producida por la descomposición del papel y aceite

De manera natural, la descomposición de la celulosa se da por medio de la separación de las cadenas moleculares, esto provoca la generación de subproductos como el agua, compuestos furánicos y contribuye a su envejecimiento. Estos procesos son más intensos en los lugares más calientes del transformador. La oxidación del aceite también aporta agua a los aislamientos, aunque en menor proporción.

1.4.3. Efectos de la humedad

La humedad puede afectar el rendimiento del sistema de aislamiento de las siguientes maneras: disminuye la rigidez dieléctrica, disminuye la temperatura de inicio de formación de burbujas y acelera la velocidad de envejecimiento de los aislamientos.

- Menor rigidez dieléctrica

Durante las pruebas de aceptación en fábrica o en condiciones de servicio del transformador, se espera que la tensión dieléctrica no exceda la rigidez dieléctrica del aislamiento sólido, del aceite, de la interfaz aceite-papel del transformador de potencia. La presencia de humedad afecta estas propiedades

y reduce el margen dieléctrico, provocando las descargas parciales, incrementando la probabilidad de fallos inesperados.

- Formación de burbujas

Cuando un transformador está bajo una sobrecarga, hay un aumento en la temperatura de operación y comúnmente este puede liberar burbujas de gas que principalmente son de vapor de agua. La temperatura a la que se forman estas burbujas de gas está relacionada con la temperatura de punto caliente.

- Reducción de vida de los aislamientos

La vida de los aislamientos está en función de un parámetro que se definió anteriormente como grado de polimerización (DP). Los factores decisivos en el proceso de despolimerización de este material son el oxígeno atmosférico, principalmente la temperatura y humedad.

El DP del aislamiento nuevo en transformadores de potencia es de 1 000 a 1 200, después del proceso de manufactura en fábrica. Durante la vida normal de un transformador el DP puede reducirse hasta 200, lo que se considera el final de la vida los aislamientos.

1.4.4. Evaluación de la humedad en el sistema de aislamiento

La generación de humedad en los aislamientos de los transformadores en operación es inevitable. Esto evidencia la necesidad de vigilar el contenido de humedad de los transformadores y de tomar las medidas de mantenimiento adecuadas para que los valores de humedad en el sistema de aislamiento papel-aceite permanezcan dentro de niveles adecuados.

En el siguiente capítulo se conocen distintos métodos empleados para la medición de humedad en los transformadores de potencia, así como los métodos y equipos específicos que actualmente utiliza la empresa ETCEE para sus respectivas mediciones.

2. MÉTODOS PARA LA MEDICIÓN DE HUMEDAD EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

En este capítulo se describen algunos métodos de medición de humedad para el sistema de aislamiento en los transformadores de potencia empleados por la empresa ETCEE INDE. Se inicia explicando los parámetros que son utilizados para expresar los resultados de los valores de humedad en estos equipos: valores absolutos de agua (ppm), saturación relativa, porcentaje de humedad por peso seco.

2.1. Valores absolutos de agua (ppm)

Todos los aceites dieléctricos minerales usados en el sistema de aislamiento de los transformadores de potencia tienen poca afinidad con el agua porque el aceite admite en disolución unos pocos cientos de partes por millón (ppm) de agua. Esto se describe como la cantidad de mg de agua contenidos en forma disuelta en el aceite por cada Kg de líquido aislante (μg de agua / g de aceite).

Esta agua disuelta o en suspensión es un parámetro de humedad absoluta que describe la relación de volumen o masa entre el agua y aceite, estando unida por el hidrógeno a las moléculas de hidrocarburos del aceite. Un (1) ppm de agua puede ser expresado de la siguiente forma:

- Por volumen: $1 \text{ ppm} = 1 \text{ ml de agua} / 1 \text{ m}^3 \text{ de aceite}$
- Por masa: $1 \text{ ppm} = 1 \text{ g de agua} / 1 \text{ 000 kg de aceite}$

2.2. Saturación relativa

Es el contenido de agua disuelta en el aceite en relación con la capacidad máxima de humedad que el aceite puede contener (el límite de saturación). Cuanto mayor sea el porcentaje de saturación relativa, el aceite estará más cerca de saturarse. La cantidad de agua que pueda contener el aceite depende de la temperatura.

El agua en el aceite tiene el comportamiento que se presenta en la siguiente figura. De acuerdo con esta curva, se puede calcular el porcentaje de saturación de agua en el aceite. La solubilidad del agua puede verse afectada por aditivos y compuestos aromáticos del aceite.

Figura 8. Curva de saturación del agua en el aceite mineral aislante



Fuente: GALLO MARTÍNEZ, Ernesto. *Diagnóstico y mantenimiento a transformadores en campo*. p. 67.

Cuando se supera el límite de saturación del aceite, el agua no puede seguir disolviéndose en el aceite (puesto que este se encuentra saturado) y comienza a extenderse en forma de gotas (agua libre), separada totalmente del aceite, dando valores que se encuentran por encima de la curva de saturación (figura 8). En esta condición, baja la rigidez dieléctrica, transfiriéndose humedad a la celulosa. Un aceite degradado tiene mayor capacidad de saturarse con agua que un aceite nuevo.

Varios métodos de medición de humedad solo proporcionan la cantidad de agua disuelta en el aceite en ppm, por lo que el porcentaje de saturación relativa se puede calcular con la expresión 2.1.

$$SR = \frac{W_{oil}}{W_{s-oil}} * 100 \quad (2.1)$$

Donde:

W_{oil} = contenido de agua actual medida en el aceite (ppm)

W_{s-oil} = valor de saturación máxima del agua en el aceite a una temperatura dada.

SR = % de saturación relativa

La solubilidad W_{s-oil} es la cantidad total de agua en ppm que puede disolverse en un aceite a determinada temperatura y está representada por la siguiente expresión:

$$\text{Log}(W_{s-oil}) = \frac{-1\,567}{K} + 7,0895 \quad (2.2)$$

Donde:

W_{s-oil} = Solubilidad del agua en aceite en ppm a una determinada temperatura

K = Grados absolutos Kelvin ($^{\circ}\text{C} + 273$)

2.3. Porcentaje de humedad por peso seco

El porcentaje de humedad por peso seco (% M/DW) refleja la cantidad de agua que realmente se mantiene dentro del aislamiento sólido en el transformador. Esta humedad se expresa como un porcentaje del peso seco total real del aislamiento. Por ejemplo, si hay 20 libras de agua en 1 000 libras de aislamiento de papel, el peso total del aislamiento es 1 020 libras y el aislamiento es 2,0 % M/DW, puesto que 20 dividido entre 1 000 es 0,02 o 2,0 %.

2.4. Métodos de medición de humedad

En condiciones normales de operación, un transformador de potencia, a lo largo de su vida, puede aumentar su contenido de humedad en promedio en 0,1 % anual de manera natural, por tal razón se han desarrollado métodos que permiten estimar el contenido de humedad en su sistema de aislamiento; los métodos más utilizados se describen a continuación:

2.4.1. Método de Karl Fischer

- Medición mediante una muestra de papel

Se mide directamente el contenido de humedad del aislamiento sólido del transformador mediante la extracción de una muestra de papel y midiendo su concentración de humedad.

Resulta poco práctica la aplicación de este método a una muestra papel porque la distribución de humedad-temperatura no son uniformes a lo largo de todo el aislamiento sólido. Esto obligaría a tomar muchas muestras de papel de distintas partes del transformador y realizar un promedio de los resultados para obtener un resultado cierto aproximado.

En vista de que es muy complicada la extracción de muestras de papel en un transformador por su difícil acceso a esta parte, se aplica únicamente el método de valoración de Karl Fischer para una muestra de aceite dieléctrico, donde luego se deriva el contenido de humedad en el papel, a través de curvas de equilibrio, que se describirán más adelante en el capítulo 4. El procedimiento de medición de titulación Karl Fischer se describe a continuación.

- Medición mediante una muestra de aceite

Se realiza mediante la extracción de muestras de aceite a través de una de las válvulas del transformador de potencia que, posteriormente, es sometida a una prueba de valoración de Karl Fischer en laboratorio. La prueba de Karl Fischer descrita en la Norma ASTM D-1533, permite detectar rastros de cantidades de agua en ppm a una muestra de aceite por medio del uso de la valoración volumétrica o coulométrica.

La empresa ETCEE–INDE dispone de un equipo del tipo coulométrico para realizar esta medición cuyo principio es añadir un agente reactivo (yodo) en cantidades cuidadosamente medidas a una solución de aceite que contenga una masa desconocida de agua; hasta que toda el agua reaccione con el reactivo, se generará yoduro mediante una oxidación electroquímica del aceite.

Una vez que toda el agua disponible ha reaccionado por la cantidad de yoduro generado electroquímicamente, puede calcularse la masa del agua presente en el aceite medida en ppm. Cuando este método es usado correctamente, es capaz de medir hasta niveles de agua tan bajos como 1 ppm o 0,0001 % en volumen.

En este método la mayor parte del agua está en forma de agua disuelta, caracterizada por moléculas de agua individuales dispersas a través del aceite (similar a la humedad del aire), unida químicamente a agentes químicos como los derivados de la oxidación y moléculas polares. Esta agua unida está parcialmente disponible para moverse desde el aceite hasta el aislamiento sólido, a medida que el transformador avanza hacia el equilibrio. La solubilidad del agua en los aceites minerales depende tanto del nivel de oxidación del aceite como de la temperatura. La aplicación de este método de medición de humedad presenta varios inconvenientes:

- Durante la toma, transporte y preparación de la muestra de aceite, este líquido está propenso a la contaminación de la humedad del ambiente, o la humedad liberada de los materiales del sistema de muestreo en contacto con el aceite. Una pequeña cantidad de contaminación del agua puede tener un efecto significativo en los resultados finales.
- La aplicación de diferentes reactivos puede dar resultados distintos.
- Las muestras tomadas de los transformadores, con frecuencia, no son representativas del equilibrio, debido a las variaciones de carga y temperatura. Casi nunca se logra el equilibrio en un transformador cargado.

Los resultados de humedad en ppm pueden variar significativamente dependiendo en qué parte del ciclo de carga se tome la muestra, por lo tanto, los resultados que se obtienen en esta prueba no son del todo confiables y exactos.

Figura 9. **Medidor coulométrico Karl Fischer**



Fuente: ETCEE-INDE. Unidad de Metrología, Subestación Guatemala Sur, Villa Nueva.

2.4.2. Prueba de punto de rocío

Esta prueba es ampliamente utilizada para determinar la humedad residual interna en los transformadores de potencia, esto puesto a que los transformadores después de su fabricación o pruebas de aceptación son trasladados al lugar donde están destinados a operar. Para trasladarlos deben desarmarse debido a sus dimensiones y peso.

Cuando los transformadores se arman, se exponen al aire del ambiente del cual absorben humedad. Por ello se debe determinar la cantidad de agua impregnada dentro del transformador. Luego, se somete a un proceso de secado para extraer la humedad absorbida durante el armado.

La base para aplicar la técnica de punto de rocío está en el estudio y comportamiento del agua combinada con otros gases (nitrógeno analítico) o el aire (de alta pureza). El punto de rocío de un gas se puede definir como la temperatura más baja a la cual empieza a condensarse el vapor de agua contenido en un gas (humedad absoluta) sobre la superficie en contacto con el gas, produciendo rocío.

Conociendo este valor se puede estimar la cantidad de agua contenida en un volumen conocido, así como su humedad relativa. Para este determinado valor de volumen que contiene una determinada cantidad de vapor de agua (humedad absoluta), la humedad relativa es la proporción de vapor contenida en un instante, con relación a la necesaria para llegar al punto de saturación que va expresado en porcentaje. Cuando este volumen (que puede ser de papel impregnado) se satura (humedad relativa = 100 %), se alcanza el punto de rocío.

El procedimiento para realizar esta prueba consiste en llenar el transformador con un gas seco (aire o nitrógeno), de tal manera que, al transcurrir cierta cantidad de tiempo se logre alcanzar un estado de equilibrio de humedad, para luego medir el punto de rocío del gas y determinar la humedad residual que se encuentra en los aislamientos, para ser más específico en su parte superficial.

2.4.3. Métodos de análisis de respuesta dieléctrica

El sistema de aislamiento de un transformador de potencia se puede describir mediante un modelo equivalente dieléctrico, que consiste en un arreglo de capacitancias y resistencias en serie-paralelo. Por lo tanto, la respuesta dieléctrica es individual, exclusiva para cada sistema de aislamiento en específico, dando lugar a un patrón de un modelo dieléctrico.

Si hay un incremento del contenido de humedad en el aislamiento, se produce un modelo dieléctrico distinto, provocando consecuentemente una distinta respuesta dieléctrica. Con estos cambios que se producen en el modelo dieléctrico, al medir la respuesta dieléctrica en un amplio rango de frecuencias de un determinado aislamiento, es posible evaluar el contenido de humedad y diagnosticar la condición del aislamiento sólido de papel.

El equipo de análisis de respuesta dieléctrica empleado por ETCEE-INDE implementa dos métodos para evaluar la concentración de humedad en el aislamiento de papel, los cuales se describen a continuación:

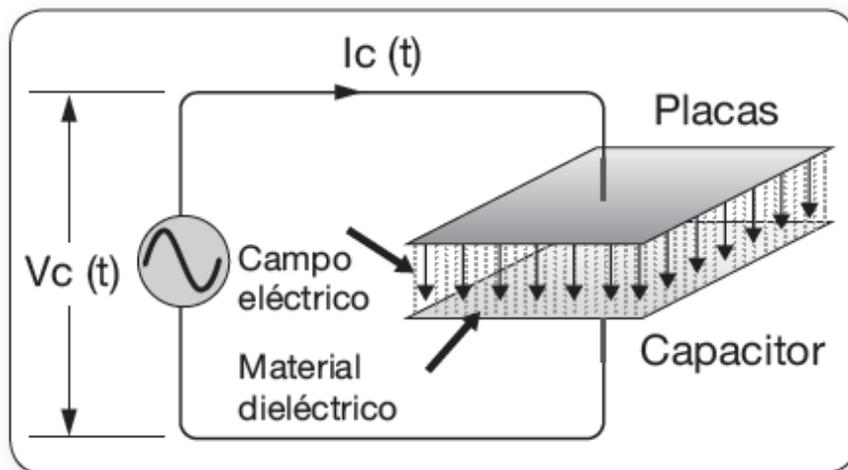
2.4.3.1. Método de espectroscopia en el dominio de la frecuencia (FDS)

En esta prueba se aplica una tensión CA y se mide la impedancia, capacitancia, el factor de potencia o factor de disipación ($\tan\delta$) de un aislamiento, en un amplio rango de barrido de frecuencias que van desde unos cuantos mHz hasta unos kHz. Aquí las propiedades eléctricas del material que se están evaluando van cambiando a lo largo de la prueba en relación con la frecuencia.

La modificación en la medición de la capacitancia refleja la cantidad de humedad en los aislamientos, debido a que la constante dieléctrica del material va variando en función de la frecuencia, siendo la constante dieléctrica del agua superior a la del aceite y papel.

El factor de pérdidas es la relación entre los componentes resistivos y capacitivos de la corriente que fluye a través del aislamiento. Es un indicador de la calidad o cantidad de iones disueltos en el agua. Para un aislamiento en buenas condiciones este valor es muy pequeño.

Figura 10. **Medición de la prueba FDS**



Fuente: MAYA, Néstor y Luis Alberto. *Pruebas de Transformadores, método FDS y método SFRA. Ingenius. p. 57.*

El método FDS se realiza en CA y los resultados obtenidos en esta prueba están dados en el dominio de la frecuencia. Por medio de método se realizan mediciones rápidas con frecuencias altas, pero requiere de tiempos de medición

extensos con frecuencias que descienden hasta 0,1 mHz, debido a esta desventaja se implementa el método siguiente.

2.4.3.2. Método de corriente de polarización y despolarización (PDC)

Este método de medición se basa en la aplicación de una tensión DC al sistema de aislamiento sometido a prueba durante un período específico. Dicho aislamiento se comporta como un capacitor que, al estar sometido a una tensión DC, se polariza. En este proceso se mide la corriente de polarización a través del tiempo. Luego se reduce la tensión aplicada, y se mide la corriente de despolarización en el tiempo.

Estos resultados de corriente de polarización-despolarización están dados en el dominio del tiempo y se convierten al dominio de la frecuencia, donde luego se evalúa la respuesta dieléctrica. De esta manera se calcula el factor de pérdidas o disipación para muy bajas frecuencias. El método PDC es eficaz a frecuencias bajas, siendo mucho más rápido en estas frecuencias que el método FDS, pero la frecuencia superior queda restringida debido al tiempo limitado de aumento de los pulsos de DC.

2.4.3.3. Equipo analizador de respuestas dieléctricas

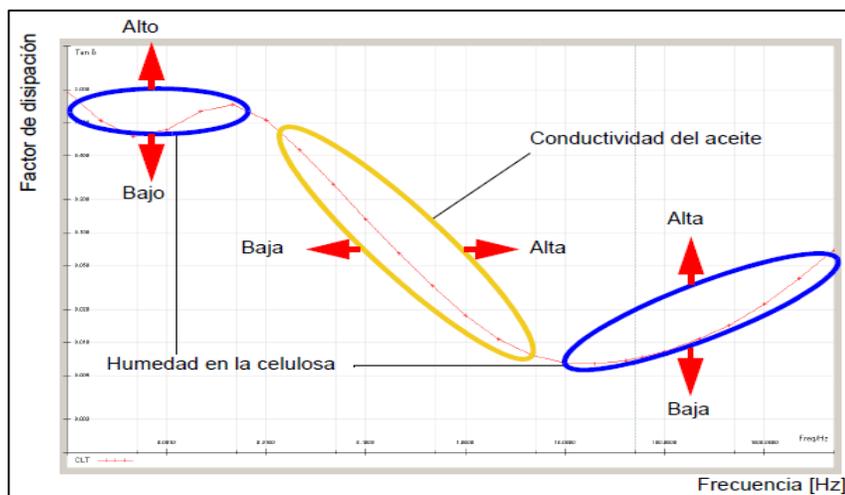
Este equipo incorpora la combinación de las mediciones FDS-PDC para obtener el mayor aprovechamiento de los dos métodos. Comienza por utilizar el método FDS para medir el factor de disipación a altas frecuencias, luego, cambia al PDC para medirlo en las bajas frecuencias. Los resultados obtenidos en el

PDC son convertidos al dominio de la frecuencia y se unifican los 2 resultados, de modo que se trabaja sólo en el dominio de la frecuencia.

La respuesta dieléctrica que proporciona este equipo genera curvas instantáneas para el sistema de aislamiento papel-aceite. Se obtienen en el momento de la medición y se comparan con curvas modelo o de referencia de sistemas de aislamiento papel-aceite conocidas. Los resultados muestran el contenido de humedad en el aislamiento sólido, junto con la conductividad del aceite, dando una indicación de la condición del sistema de aislamiento.

En la siguiente figura se ilustra la curva característica del factor de pérdidas típico que adopta un transformador de potencia, donde se muestran los rangos de frecuencia más relevantes para el diagnóstico del aislamiento, con una amplitud de 0,05 mHz a 5 kHz. La sección media de la curva con la pendiente pronunciada refleja la conductividad del aceite.

Figura 11. **Factor de pérdidas típico para un transformador de potencia**



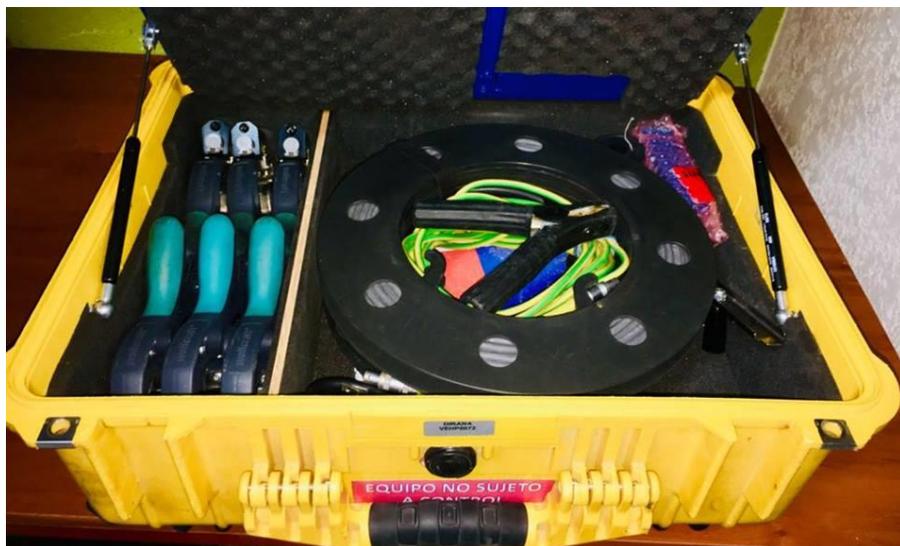
Fuente: OMICRON. *Manual de Usuario Dirana*. p. 11.

Figura 12. **Equipo analizador de respuestas dieléctricas DIRANA de OMICRON**



Fuente: ETCEE-INDE. Unidad de Metrología, Subestación Guatemala Sur, Villa Nueva.

Figura 13. **Cables de conexiones utilizados por equipo DIRANA**



Fuente: ETCEE-INDE. Unidad de Metrología, Subestación Guatemala Sur, Villa Nueva.

- Comparación sobre todos los métodos de medición descritos en este capítulo

Es importante recalcar que los métodos de medición de humedad descritos en este capítulo corresponden a mediciones puntuales en un momento dado, donde el transformador se encuentra en determinadas condiciones de operación previamente al ser sacado de servicio.

El método de Karl Fischer se puede aplicar a un transformador en operación y no hay necesidad de desenergizarlo. El problema radica en que la temperatura de la cargabilidad actual que posee el transformador puede influir en la muestra de aceite extraída en un momento de operación. Esto ocasiona errores de precisión-exactitud en la medición de humedad en el aceite y en la estimación de humedad en el papel por lo cual aporta valores inexactos.

La desventaja del punto de rocío es que se aplica solo con el transformador fuera de servicio y sin aceite dieléctrico. Es decir, que el aceite debe ser evacuado del transformador. Generalmente, se utiliza en fábricas, antes de la puesta en operación inicial o durante un proceso de secado.

El método de análisis de respuestas dieléctricas, en la actualidad es el método que ofrece una estimación muy exacta del grado de humedad de un transformador de potencia. Este método no requiere de una condición de equilibrio, de realizar un muestreo de aceite, ni manipular a este último; por lo que el método se vuelve fiable y de gran repetitividad. Para realizar la medición se requiere tener fuera de servicio el transformador.

Con el avance de la tecnología, han surgido varios métodos de medición con monitoreo en tiempo real y en línea de los niveles de humedad en el aceite

que presentan ciertas ventajas si se les compara con los otros métodos de medición descritos en este capítulo.

En los siguientes capítulos se describirá un nuevo equipo adquirido por ETCEE-INDE, como alternativa a la estimación de humedad en el aislamiento sólido, el cual emplea este método de medición continua de la humedad en el aceite. Se estudiará su funcionamiento y se interpretarán los resultados que proporciona.

3. EQUIPO TRANSMISOR DE HUMEDAD Y TEMPERATURA VAISALA MMT330

Para medir, de manera confiable, el grado de humedad en un transformador de potencia, se puede utilizar, también, un equipo de medición continua, que brinde lecturas de humedad y temperatura que hayan sido tomadas en un período de tiempo de medición prolongado, donde se represente un equilibrio de humedad superior a la toma de una muestra de un punto único durante la carga dinámica. De esta manera se establece un patrón específico de la operación del transformador.

Este método de medición soluciona en gran parte las desventajas que presenta algunos de los métodos descritos, para ello, se utiliza el equipo llamado transmisor de humedad y temperatura Vaisala MMT330 para aceite dieléctrico, el cual se utiliza como una herramienta adicional a los otros métodos para medir los niveles de humedad en el aceite.

Por ser un método de medición relativamente nuevo para la empresa, se utilizarán como referencia mediciones de humedad hechas con el equipo de respuesta dieléctrica, con ello, se obtendrá un mejor análisis de los resultados obtenidos.

En este capítulo se establece la forma correcta de utilizar el equipo Vaisala MMT330, se conoce su funcionamiento, se estudian los resultados obtenidos y se interpretan las mediciones efectuadas.

3.1. Descripción del equipo

El transmisor de humedad y temperatura Vaisala MMT330 para aceite proporciona una medición de humedad en una amplia gama de aplicaciones para distintos tipos de aceite, por ejemplo: para sistemas hidráulicos, en la lubricación de sistemas de circulación o en aceites de transformador.

El transmisor puede utilizarse para el monitoreo de humedad en línea y como dispositivo de control, para luego determinar si el aceite en medición necesita un proceso de secado.

El equipo está basado en un microprocesador que mide la humedad presente en el aceite, con respecto a la actividad hídrica o saturación relativa (%RS) y temperatura (°C). La concentración de agua en ppm puede calcularse a partir de los dos parámetros anteriores cuando se conoce la característica de solubilidad en agua del aceite.

3.2. Funcionamiento

El transmisor consta de una sonda que incorpora un sensor capacitivo de película fina, instalado en contacto con el aceite en una de las válvulas del transformador. Su funcionamiento se basa en los cambios en su capacitancia, a medida que la película de polímero absorbe las moléculas de agua.

La base teórica sobre la cual se desarrolla este método de medición es la siguiente:

3.2.1. Capacitor de placas paralelas

Del análisis de circuitos se sabe que un capacitor es un dispositivo pasivo de dos terminales, que almacena carga eléctrica en forma de campo eléctrico entre dos placas paralelas separadas por un dieléctrico, creando una diferencia de potencial entre ellas. Cada placa conductora inicialmente tiene una carga neta igual a cero (cargas de igual magnitud y signo contrario).

Los dieléctricos sólidos, líquidos o gaseosos tienen como característica común su capacidad para almacenar energía cuando los electrones se transfieren de un conductor al otro; a esta acción se le denomina cargar el capacitor.

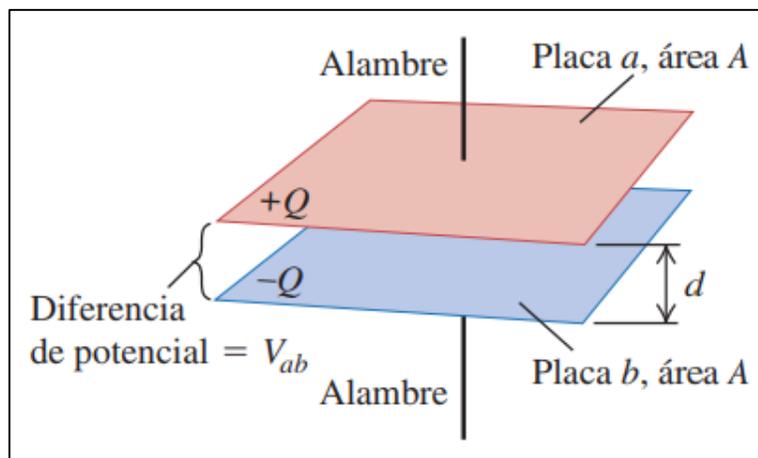
Para cargar un capacitor se conectan sus dos terminales a las terminales opuestas de una batería. Una vez que el capacitor adquiere una carga “Q” almacenada entre sus dos conductores, se desconecta la batería. Esto genera una diferencia de potencial V_{ab} entre los dos conductores, que es exactamente igual al voltaje de la batería. A la razón entre la carga “Q” y la diferencia de potencial se le llama capacitancia, donde el valor de este cociente siempre será constante:

$$C = \frac{Q}{V_{ab}} \text{ [faradios]} \quad (3.1)$$

Cuanto mayor es la capacitancia “C” de un capacitor, para una diferencia de potencial V_{ab} dada, mayor será la magnitud “Q” de la carga en cada conductor y por lo tanto mayor será la energía almacenada.

La capacitancia es una medida de la cantidad de energía que puede almacenar un capacitor, sólo está en función de las dimensiones físicas del sistema de conductores y de la permitividad del dieléctrico homogéneo o material aislante.

Figura 14. **Arreglo de las placas del capacitor**



Fuente: Sears y Zemansky. *Física Universitaria con Física Moderna Vol. 2.* p. 817.

Se toman las dos placas paralelas del capacitor, cada una con área “A”, separadas por una distancia “d” que es pequeña en comparación con sus dimensiones. Cuando estas placas se encuentran cargadas, se genera un campo eléctrico uniforme entre ellas y las líneas de flujo eléctrico van desde la carga positiva hacia la negativa. La diferencia de potencial entre las placas es:

$$V_{ab} = \frac{Q * d}{\epsilon * A} [V] \quad (3.2)$$

A partir de la ecuación anterior, la capacitancia para un capacitor de placas paralelas es:

$$C = \epsilon \frac{A}{d} [f] \quad (3.3)$$

Donde:

$\epsilon = \epsilon_r \epsilon_0$. Permitividad absoluta

$\epsilon_0 = 8,8541878176 \times 10^{-12} C^2 / Nm^2$. Permitividad del vacío, cuando el medio dieléctrico es el vacío.

ϵ_r = permitividad relativa, cuando el medio dieléctrico es cualquier material que no es el vacío.

La permitividad ϵ_0 también llamada constante dieléctrica, es una constante física que describe cómo un campo eléctrico afecta o es afectado por un medio. Las cantidades “A”, “d”, son constantes para un capacitor dado, la capacitancia “C” es una constante independiente de la carga “Q” y de la diferencia de potencial V_{ab} , por lo cual, siendo constantes todos estos valores cuando varía el valor de la permitividad ϵ , cambia el valor de la capacitancia según se observa en la ecuación 3.3; este es el principio de operación de un sensor capacitivo.

3.2.2. Sensor de humedad capacitivo

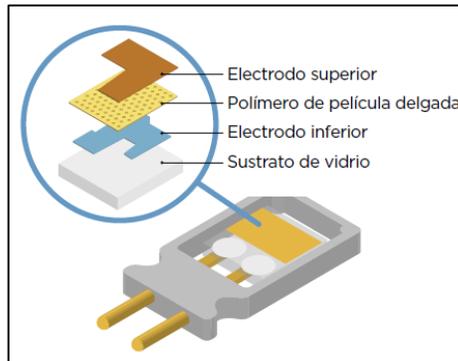
El sensor es un capacitor de placas paralelas que consta de dos electrodos, uno superior y el otro inferior, separados mediante un material dieléctrico aislante hecho por un polímero de película delgada, que consiste en un sustrato de vidrio

o cerámica, sobre el cual yace una delgada película de polímero entre los dos electrodos conductivos que posee una constante dieléctrica ϵ ya establecida.

Una placa contiene una superficie sensible que está recubierta con un electrodo de metal poroso al agua, permitiendo que el material dieléctrico de polímero fino, absorba-desabsorba las moléculas de agua dependiendo del contenido de humedad, en relación con el nivel de saturación del fluido en contacto, cambiando las propiedades dieléctricas de la película de polímero, provocando así un cambio en la constante dieléctrica y en la capacitancia del sensor al mismo tiempo, según se observa en la ecuación 3.3. El microprocesador del instrumento mide la capacitancia del sensor, convirtiéndola en una lectura de humedad.

El sensor es muy selectivo para detectar el agua, ofrece una máxima resistencia a los agentes contaminantes, como el polvo, partículas, suciedad, así como otras moléculas de aceite que interfieran en la medición. La absorción de agua es proporcional a la actividad hídrica del fluido. Los beneficios de utilizar este tipo de sensor son la capacidad de instalación en línea directa con el aceite, un tiempo de respuesta muy rápido y una buena durabilidad química adecuada para un amplio rango de fluidos.

Figura 15. **Estructura del Transmisor Vaisala HUMICAP®**



Fuente: Vaisala, *Descripción de Tecnología. Sensor Vaisala HUMICAP® para medir humedad relativa*. p. 2.

3.3. Características del método de medición

El equipo transmisor se basa en la medición en línea de la saturación de humedad relativa (% RS) y la temperatura para distintos tipos de fluidos. En este caso, el fluido en estudio es el aceite mineral aislante para transformadores de potencia. El equipo mide estos dos parámetros porque la saturación relativa es un parámetro dependiente de la temperatura, sensible a la ubicación del sensor.

El aceite mineral tiene la capacidad de retener cierta cantidad de agua disuelta en él. Como se describió, se le conoce como punto de saturación a la máxima cantidad de agua que un fluido puede contener en solución. Cualquier excedente de agua en él, se separará como agua libre y formará una capa distinta a él, una vez el aceite mineral alcanza su punto de saturación. El agua se asentará por debajo del aceite, porque la mayoría de los aceites son menos densos que el agua.

El punto de saturación del aceite variará durante su vida útil como fluido de trabajo, a medida que envejece el aceite, los factores que van influyendo en su variación son: las fluctuaciones en la temperatura de operación y los cambios en la composición química del aceite debido a la formación de productos de la descomposición.

Una diferencia muy notable entre la medición de la saturación relativa y la medición de los niveles de ppm de agua en el aceite es que la medición de ppm tiene la limitación de no tener en cuenta las variaciones que existen en el punto de saturación del aceite. Esto se debe a que habrá un punto de saturación fluctuante, debido al sistema dinámico del aceite, provocado por la variación de la carga conectada al transformador; por lo que una medición de ppm no proporcionaría ninguna indicación de qué tan cerca está el nivel de humedad al punto de saturación del aceite.

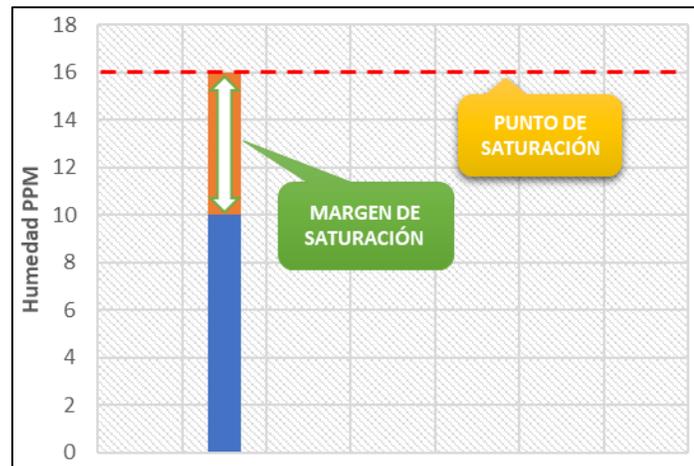
Cuando se hace una medición específica de humedad absoluta en ppm en el aceite y su contenido de agua está tan cerca del punto de saturación, hay posibilidades de exceder el punto de saturación, teniendo el riesgo de formar agua libre. Este método será impreciso porque no notará el cambio que, posiblemente, haya en el punto de saturación. De esta forma, dará una lectura errónea del margen de saturación y habrá mayor riesgo de producir agua libre. Este proceso se ilustra a continuación con un ejemplo:

Suponiendo que se le realizó la primera prueba de humedad al aceite mineral de un transformador, los resultados obtenidos son los siguientes:

- Punto de saturación del aceite: 16 ppm.
- Temperatura del aceite en el momento que se realizó la respectiva prueba: 75 °C.

- Cantidad de agua real medida en el aceite: 10 ppm.

Figura 16. **1era. Prueba de humedad realizada a 75 °C**



Fuente: elaboración propia.

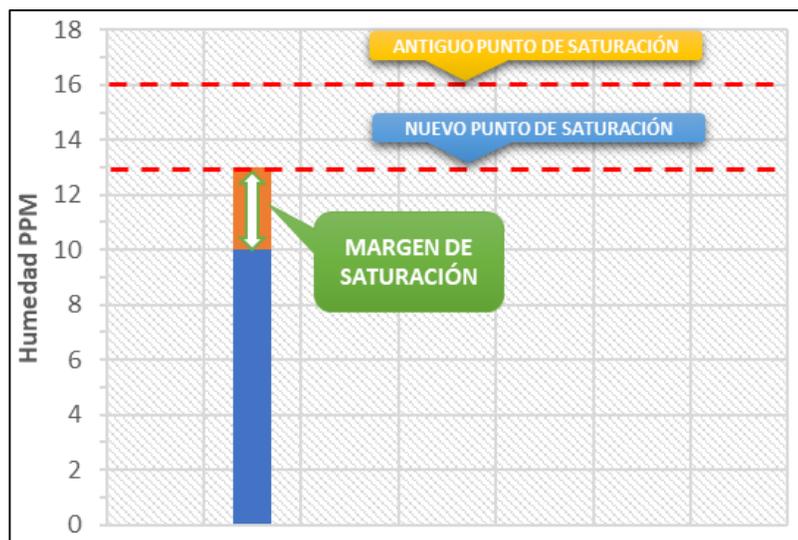
La gráfica muestra que a 75 °C el punto de saturación del aceite tiene un valor de 16 ppm. La cantidad de agua medida es de 10 ppm, por lo que el aceite tiene la capacidad de absorber 6 ppm de agua adicional, antes de que llegue a su punto de saturación.

Si se supone que se le realizó una segunda prueba de humedad al mismo aceite, y se asume una condición del transformador que pase de estar en operación a salir totalmente de servicio, situación que provoque una reducción de temperatura llegando ahora hasta 25 °C, los resultados obtenidos son los siguientes:

- Punto de saturación del aceite: 13 ppm.

- Temperatura del aceite en el momento que se realizó la respectiva prueba: 25 °C.
- Cantidad de agua real medida en el aceite: 10 ppm.

Figura 17. **2da. Prueba de humedad realizada a 25 °C**



Fuente: elaboración propia.

En esta gráfica se observa que el aceite tuvo una reducción de temperatura de 50 °C respecto a los 75 °C de la medición anterior y ahora el punto de saturación se reduce a 13 ppm. Se observa, también, que la cantidad de agua medida sigue dando un valor de 10 ppm, igual al valor de la medición anterior. Sin embargo, ahora el margen para el punto de saturación se ha reducido a 3 ppm, en comparación con los 6 ppm obtenidos anteriormente.

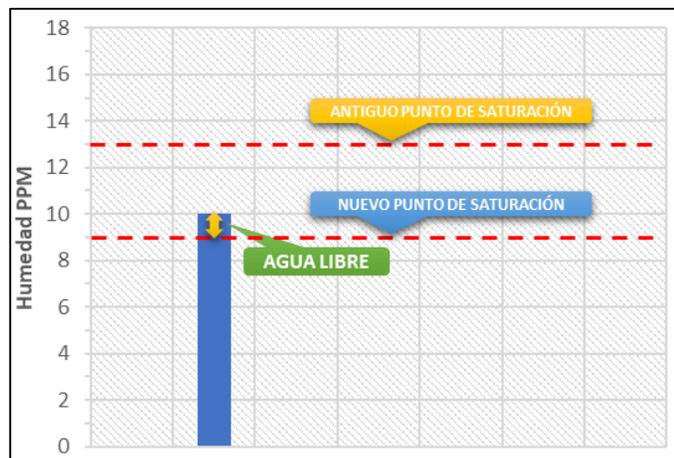
Con este procedimiento de medición específica en ppm, el operador a cargo de la medición siempre estaría observando el mismo valor de humedad de 10 ppm en las dos pruebas, aunque el margen de saturación se haya reducido

con el cambio del punto de saturación y, por lo tanto, el contenido de agua en el aceite se encontrará más cerca del punto de saturación, provocando en un futuro próximo el riesgo de formación de agua libre.

Para ejemplificar lo descrito en estas nuevas condiciones, se supone que ha transcurrido un largo periodo de tiempo desde que se realizó la segunda prueba de humedad al aceite, el cual se ha deteriorado. De esta manera se realiza una tercera medición. En este momento, el punto de saturación se ha reducido mucho más, llegando a tener el valor de 9 ppm y el operador siempre mide una cantidad de 10 ppm de agua en el aceite.

En esta prueba ya no existe margen de saturación, debido a que la cantidad de agua presente en el aceite supera su punto de saturación, dando como resultado 1 ppm de formación de agua libre.

Figura 18. **3era. Prueba de humedad**



Fuente: elaboración propia.

Al medir la saturación relativa o actividad hídrica por un periodo prolongado de tiempo, en sustitución de la medición puntual de humedad en ppm en el aceite, se logran evitar los problemas descritos anteriormente.

Puesto que la saturación relativa es el contenido de agua disuelta en el aceite, en relación con la capacidad máxima de humedad que el aceite puede contener (el límite de saturación), según la ecuación 2.1, el denominador de dicha expresión W_{s-oil} , cambia en función de la variación del punto de saturación (este parámetro varía por la temperatura, envejecimiento, cambio en las propiedades químicas del aceite) y, en consecuencia, cambiará el valor del porcentaje de saturación.

En conclusión, el porcentaje de saturación relativa proporcionará una indicación real del margen para el punto de saturación del aceite, y una advertencia del riesgo de formación de agua libre. Este parámetro es independiente del tipo de aceite que se esté midiendo, pudiéndose utilizar de manera generalizada para cualquier tipo de fluido, sin importar de su composición física o química.

3.4. Conversión de saturación relativa a PPM

El transmisor de humedad Vaisala proporciona parámetros de humedad para cualquier fluido en términos de la saturación relativa; pero, generalmente, la humedad en los aceites minerales de transformadores se mide utilizando unidades de ppm. El resultado en ppm proporciona la concentración de masa promedio de agua en el aceite mineral.

El transmisor Vaisala incorpora una opción de salida de ppm, aunque la medición de este parámetro no es de forma directa por el tipo de tecnología que

se utiliza. El equipo tiene un modelo de conversión a ppm disponible para aceites minerales de transformadores, que puede calcularse a partir de la saturación relativa y la temperatura, cuando se conocen las características de solubilidad en el agua de los aceites de transformadores. La salida en ppm se obtiene de la siguiente manera:

$$ppm = (\%RS/100) * 10^{\left(\frac{A}{(T+273.16)+B}\right)} \quad (3.4)$$

Donde:

RS = saturación relativa

A, B = coeficientes (promedio / específico del aceite)

T = temperatura °C

A la relación %RS/100 también se le conoce como actividad hídrica o acuática. Se define como la fuerza motriz para la migración de la humedad entre el papel al aceite. Los coeficientes específicos A y B ya vienen programados en el equipo para el aceite mineral aislante de transformadores.

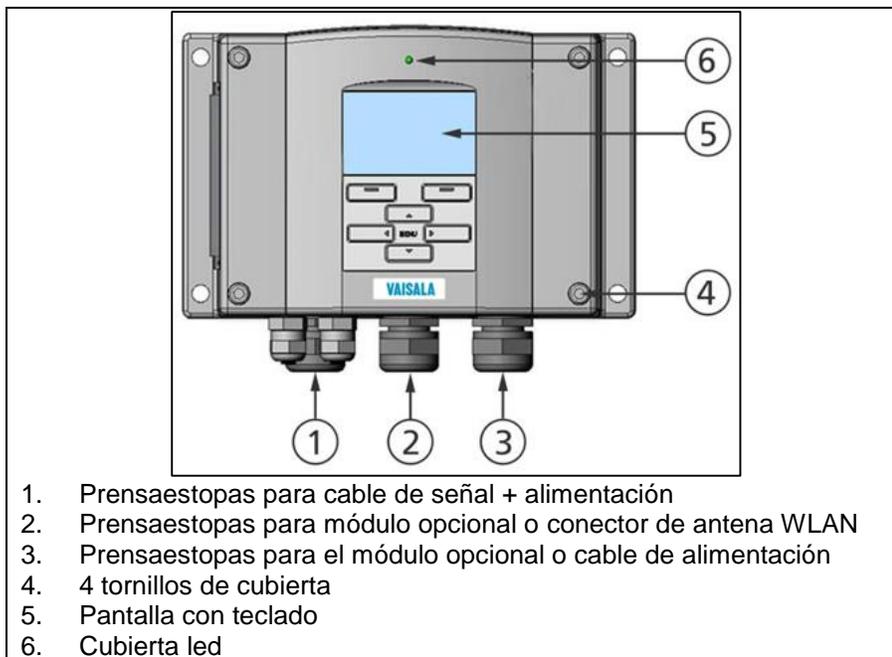
Si se desea obtener el valor en ppm de otro tipo de aceite que no sea el de transformadores, se debe tomar una muestra de aceite del que se desea medir, enviarla a un laboratorio para calcular los coeficientes específicos y obtener la solubilidad en agua del aceite, para luego realizar la conversión, programando así los parámetros en el equipo.

3.5. Características y opciones básicas del transmisor

- Pantalla con teclado numérico.
- Varias sondas para diversas aplicaciones.

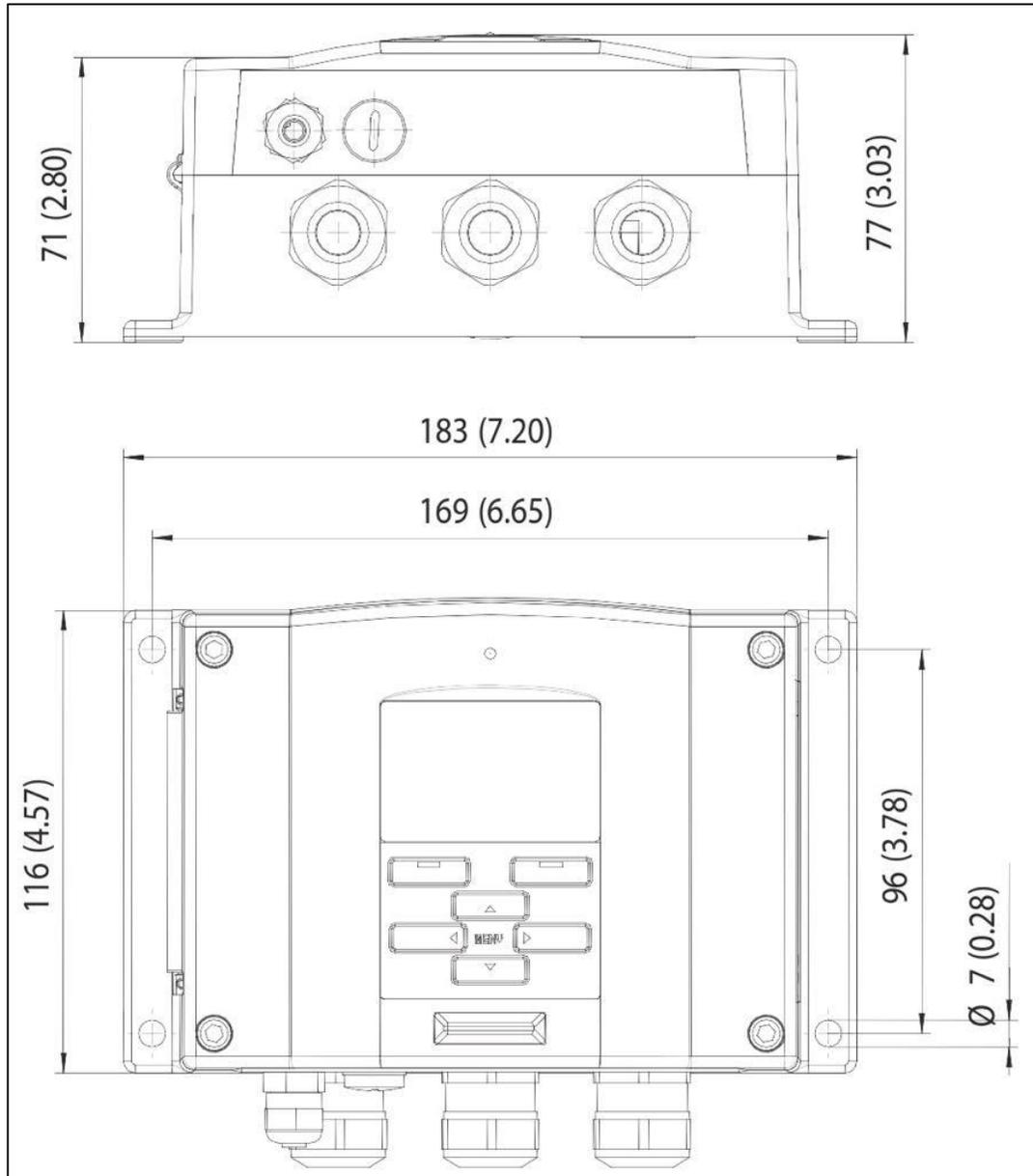
- Kits de montaje del transmisor para múltiples propósitos de instalación.
- Diferentes kits de montaje de sonda y longitudes de cable de sonda.
- Soporte para protocolo de comunicaciones en serie Modbus.
- Conectividad USB para conexiones de servicio a través del cable USB-RJ45 opcional.

Figura 19. **Estructura del transmisor**



Fuente: Vaisala, *Guía de usuario Transmisor MMT330*. p. 20.

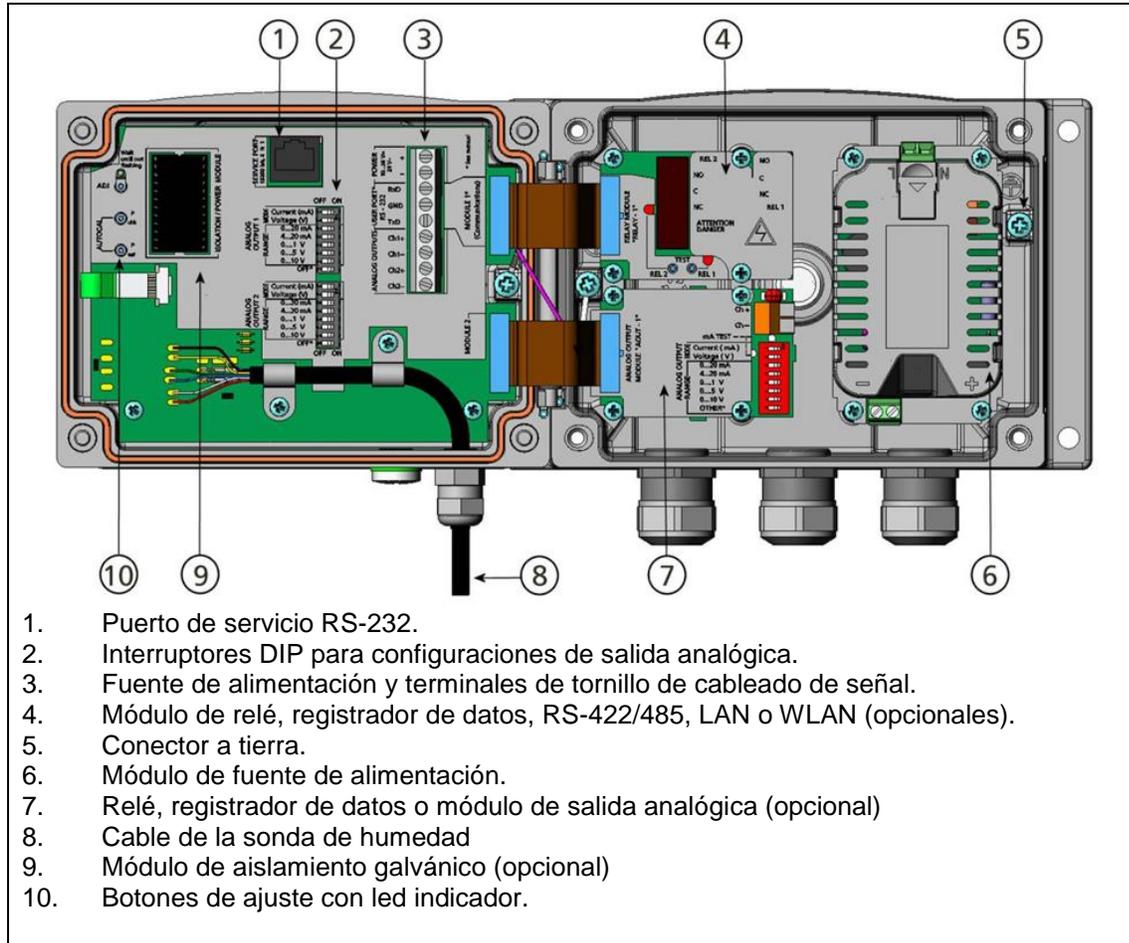
Figura 20. Dimensiones del transmisor en mm (pulgadas)



Fuente: Vaisala, *Transmisores de humedad y temperatura para aceite de la serie MMT330.*

p. 2

Figura 21. Vista interna del transmisor

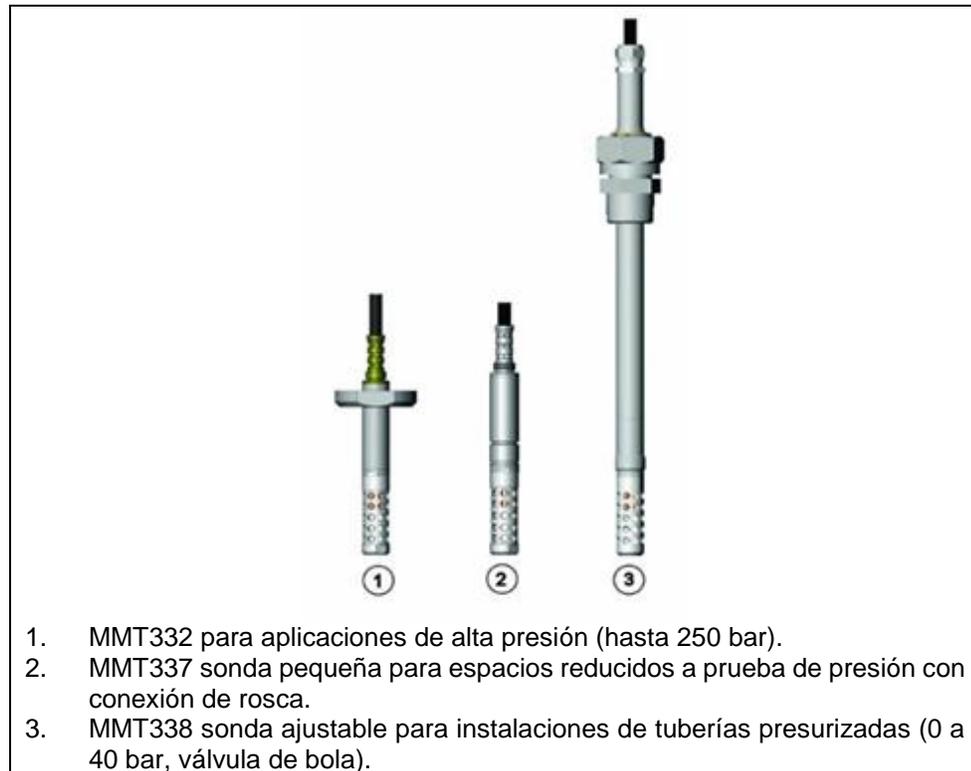


Fuente: Vaisala. *Guía de usuario Transmisor MMT330*. p. 21

3.5.1. Opciones de sondas

Existen tres tipos de sondas para el equipo transmisor de humedad y dependiendo del tipo de aplicación, se escoge la sonda adecuada que se adapte a las circunstancias en que se va a instalar. Estos tipos de sondas se muestran en la siguiente figura.

Figura 22. Tipos de sondas



Fuente: Vaisala. *Guía de usuario Transmisor MMT330*. p. 22.

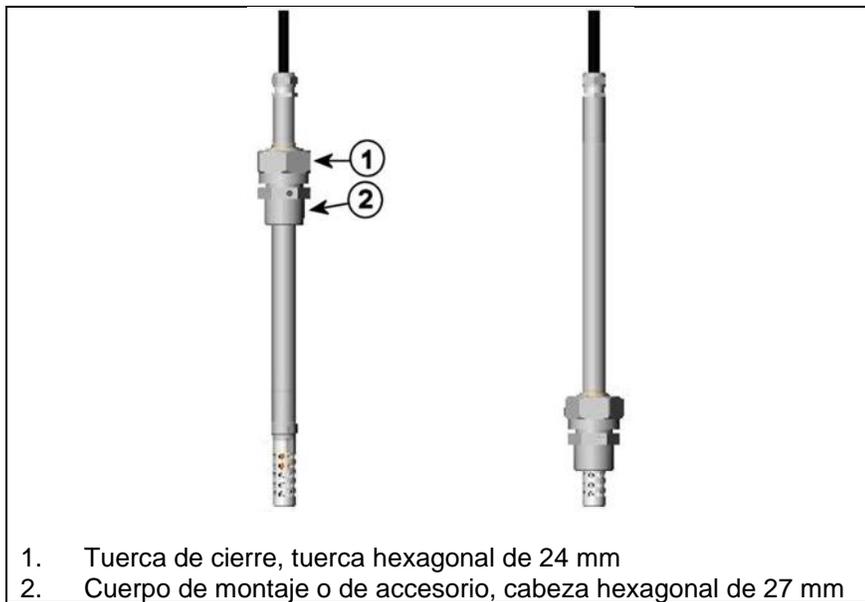
El equipo Vaisala en estudio posee solamente la sonda MMT338, por el tipo de instalación en que será colocado, correspondiente a instalaciones de tuberías de circulación de aceite mineral aislante en transformadores de potencia de 69 kV – 230 kV.

3.5.1.1. Sonda MMT338 para tuberías a presión

Esta sonda es adecuada para realizar mediciones en tuberías presurizadas, contiene un ajuste deslizante que hace que sea fácil de instalar y extraer del proceso presurizado estando en funcionamiento, permitiendo tener varias

opciones de longitudes requeridas, según sea la profundidad que se requiera en la instalación.

Figura 23. **Sonda MMT338**



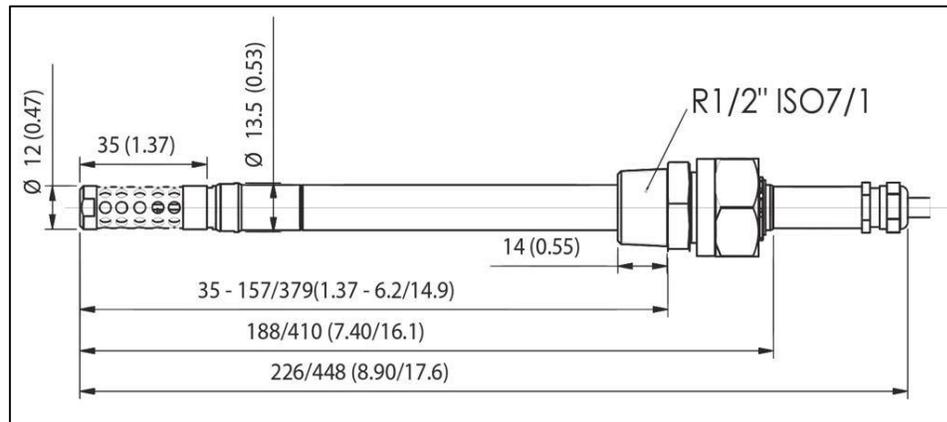
Fuente: Vaisala. *Guía de usuario Transmisor MMT330*. p. 42.

Tabla II. **Dimensiones de la sonda MMT338**

Dimensión de la sonda	Rango de ajuste
17,8 cm	12 cm

Fuente: elaboración propia.

Figura 24. Dimensiones de la sonda en mm (pulgadas)



Fuente: Vaisala. *Transmisores de humedad y temperatura para aceite de la serie MMT330.*

p. 3.

3.6. Accesorios de instalación del transmisor y su operación

El equipo transmisor se puede adquirir con distintos *kits* de instalación, dependiendo del lugar donde se desea colocar. Estos *kits* pueden ser para montaje del equipo en pared, en instalación de riel DIN y en instalación de poste o tubería.

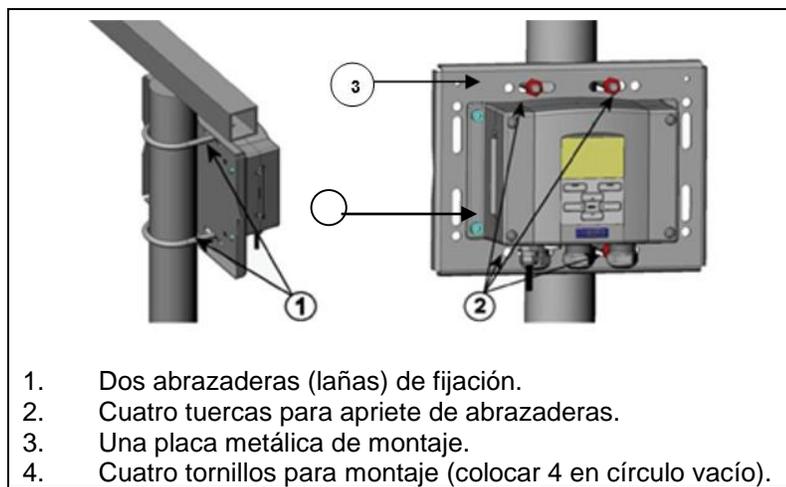
El equipo empleado en este trabajo utiliza el *kit* de instalación de poste o tubería, debido a las condiciones en que será colocado, que corresponde a tuberías y postes que se encuentran en los distintos transformadores de potencia de la empresa.

Además, se posee un *kit* de protección de lluvia en vista de que el montaje del equipo generalmente es a la intemperie y un *kit* de instalación de válvula de bola para la sonda MMT338.

3.6.1. Montaje del equipo en poste o tubería

Para el montaje del equipo en un poste o tubería de un transformador de potencia, se necesita del *kit* de instalación que se presentan en la figura 25.

Figura 25. Montaje en poste o tubería



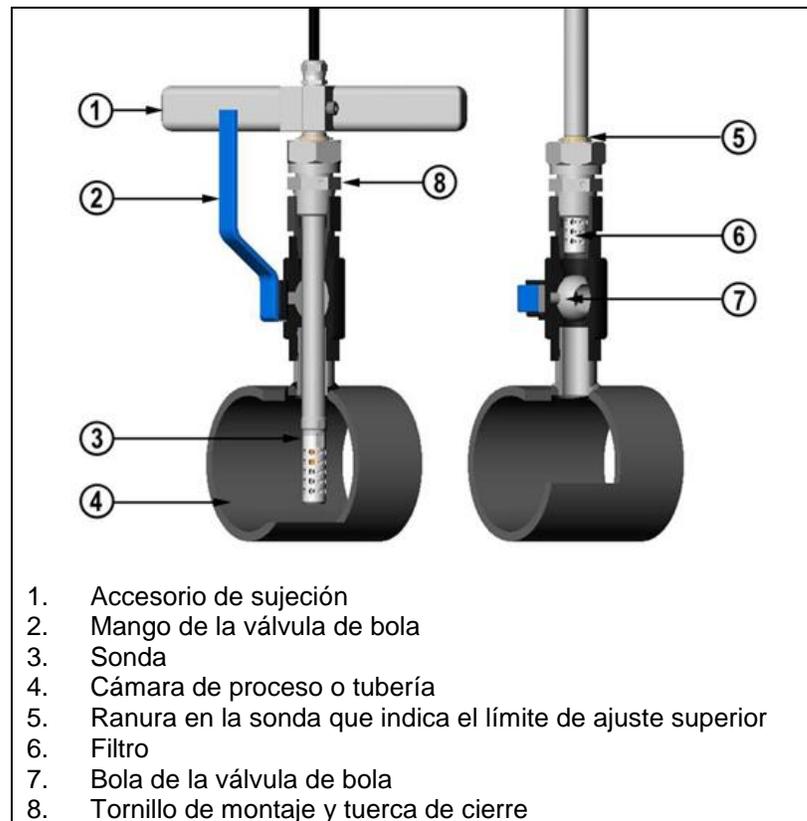
Fuente: Vaisala. *Guía de usuario Transmisor MMT330*. p. 29.

3.6.2. Accesorios de montaje de la sonda

Debido a que la sonda tiene que instalarse en un proceso presurizado en funcionamiento, es importante contar con un *kit* de instalación que proporcione seguridad ante las fugas de aceite en circulación, y así obtener el máximo control del proceso.

Para la instalación de esta sonda se requiere de los accesorios que se observan en la siguiente figura.

Figura 26. **Instalación de la sonda a través de una válvula de bola**



Fuente: Vaisala. *Guía de usuario Transmisor MMT330*. p. 45.

Cuando se instala la sonda, se debe elegir el lugar adecuado para instalar el sensor. A continuación, se describe cómo instalar el sensor en una de las válvulas de un transformador de potencia.

3.6.3. **Ubicación del sensor**

El sensor que incorpora la sonda del transmisor debe instalarse en un lugar donde esté en contacto directo con el aceite. Se tiene que buscar la parte donde se encuentre el aceite más representativo de la operación del transformador.

El lugar ideal para colocar el sensor de humedad es en una de las válvulas que van sobre la tubería superior que conecta del transformador hacia los radiadores, que corresponde a la línea de circulación de enfriamiento del aceite. Aquí se puede obtener una respuesta representativa de los valores de humedad, dado que el flujo de aceite mejora en gran manera el tiempo de respuesta de medición del sensor.

Colocar el sensor en esta ubicación, generalmente, resulta muy complicado. En la actualidad la mayoría de los transformadores de potencia carecen de un acceso fácil a este lugar. Se corre el riesgo de estar muy cerca de las conexiones de los cables de alta tensión y se tendría que desenergizar el transformador para trabajar con seguridad. En este caso, se interrumpiría el servicio lo cual se desea evitar con este método de medición.

Otra complicación es que la mayoría de los transformadores de potencia carecen de válvulas adecuadas que faciliten la instalación del sensor en esta ubicación porque la mayoría fueron construidos hace muchos años y no se instalaron válvulas que se adapten para este tipo de mediciones. Sin embargo, en la actualidad, cuando se adquiere un nuevo transformador, se puede solicitar al fabricante que se incluyan válvulas de este tipo.

Como una solución a estas complicaciones, la ubicación preferible para la colocación del sensor fácilmente es en la parte superior de la cuba del transformador, debido a que el aceite es representativo de las condiciones en ese lugar, por manejar temperaturas altas y que la saturación relativa del aceite depende fuertemente de la temperatura.

Todos los transformadores, generalmente, poseen al menos una válvula para extracción de aceite, que conecta a la parte inferior y una que conecta a la

parte superior de la cuba. El sensor siempre se instala en la válvula que conecta a la parte superior, por las razones anteriormente descritas.

La parte inferior de la cuba debe evitarse porque el intercambio o movimiento de aceite en este punto es leve. Sin la existencia de flujo de aceite en la parte inferior, el sensor podría estar midiendo solo agua y no las condiciones reales de humedad.

3.6.4. Periodos de observación y resolución del transmisor

El equipo transmisor en prueba posee un almacenamiento máximo de 135 puntos de datos, independientemente del intervalo de medición que se desee escoger. Cuando su almacenamiento se llena, los datos más recientes se sobrescriben sobre los datos más antiguos.

Para cada parámetro individual y período de observación, el equipo almacena los valores máximos, mínimos, tendencia, durante el intervalo de tiempo conectado. El valor de tendencia de datos se obtiene a partir de promediar las muestras tomadas durante el intervalo conectado.

En la siguiente tabla se observan los distintos periodos de medición que posee el equipo:

Tabla III. **Periodos de observación y resolución**

Periodo de Observación	Período de Tendencia / Máx. / Mín. Cálculos (Resolución)
20 minutos	10 segundos
3 horas	90 segundos
1 día	12 minutos
10 días	2 horas
2 meses	12 horas
1 año	3 días
4 años	12 días

Fuente: Vaisala. *Guía de usuario Transmisor MMT330*. p. 63.

La resolución del equipo es automática, esto quiere decir que dependiendo del tiempo en que se tenga conectado el aparato, al descargar los datos almacenados en dicho período, este proporcionará la opción de descargar los parámetros según desee el operador, porque el equipo promedia los datos para mostrarlos en sus distintas resoluciones, según correspondan al período de observación.

3.6.5. Programa para manejo de datos

El programa de soporte que permite manejar los datos que mide el transmisor Vaisala es el MI70 Link. Este programa es ejecutado en una computadora con sistema operativo Windows y posee las siguientes características:

- Si el transmisor está encendido y conectado a la computadora al mismo tiempo; utilizando la función de ventana en tiempo real, el programa puede controlar directamente las lecturas de medición del transmisor.

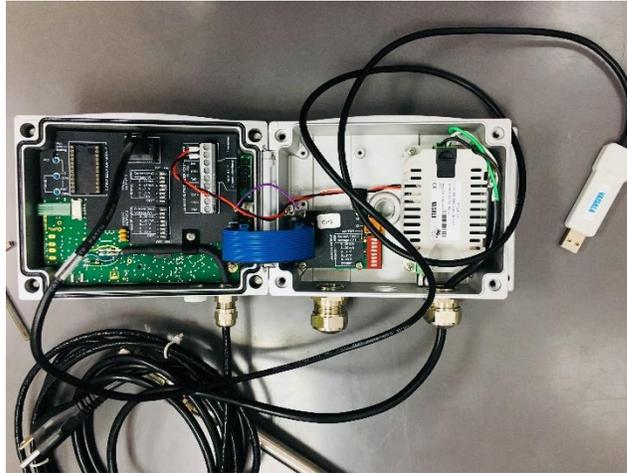
- Transfiere los datos grabados de la memoria de almacenamiento del transmisor en formato gráfico y numérico, proporcionando la versatilidad de utilizar los datos en un programa de hoja de cálculo como Microsoft Excel.
- Conexión al puerto de servicio.

Para conectar el transmisor a una computadora a través de un puerto USB tipo A estándar o puerto de servicio, se necesita un cable adecuado con conector USB-RJ45. Para utilizar el cable USB se debe instalar su controlador USB provisto en una computadora. Los pasos que seguir son los siguientes:

- Insertar el CD de instalación VaisalaMI70 Link Wizard que viene con el cable y aceptar los valores predeterminados de la instalación.
- Al finalizar la instalación del controlador, conectar el cable de servicio USB a cualquier puerto USB de la computadora. Windows detectará automáticamente el nuevo dispositivo y usará el controlador predeterminado.
- La instalación de este programa automáticamente reservará un puerto COM para este cable y no hay necesidad de seleccionar un puerto manualmente.
- Utilizando el programa Vaisala USB Instrument Finder que se ha instalado automáticamente en la computadora, se debe verificar el número de puerto y el estado del cable.

Para conectar el transmisor a la computadora a través de conexión RJ45, es necesario quitar los tornillos que posee y luego abrirlo, para posteriormente utilizar esta conexión que posee internamente el equipo. El aparato puede estar o no conectado a la alimentación, cuando se abre para su respectiva conexión.

Figura 27. **Conexión mediante cable USB-RJ45**



Fuente: ETCEE-INDE. Unidad de Metrología, Subestación Guatemala Sur, Villa Nueva.

4. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

En este capítulo se explica el método utilizado para la determinación del porcentaje de humedad en el papel a partir de la medición de la humedad en el aceite. Se establecen los parámetros para la evaluación de la humedad en el papel y se evalúa la condición del aislamiento con base en la temperatura.

4.1. Estimación de la humedad en el aislamiento sólido-papel

Existen diversos métodos y modelos de estimación que contribuyen a la determinación del porcentaje de humedad en el aislamiento de papel en un transformador de potencia. Sin embargo, en la actualidad no se posee un método estandarizado que se considere el más adecuado para el fin específico en que se desea aplicar.

Para este estudio, el método utilizado para estimar el contenido de humedad del papel es el método de equilibrio.

4.1.1. Método de equilibrio

Este método se basa en que la humedad alcanzará un equilibrio entre los diversos materiales (papel-aceite) contenidos dentro de cualquier recipiente cerrado (cuba del transformador) en una condición de estado estable.

Si se mide la humedad en un material, en este caso el aceite, se puede estimar la humedad en los otros materiales (papel), siempre y cuando estos se encuentren en un estado de equilibrio.

La condición básica que emplea esta metodología es que los materiales papel-aceite estén en equilibrio, en otras palabras, significa que idealmente tiene que existir una igualdad entre la humedad en el aceite con la humedad en el papel, si la temperatura del transformador permanece estable por un largo período de tiempo. Esta circunstancia es difícil de conseguir en la realidad porque las variaciones de carga y temperatura en el transformador.

Este método es uno de los más empleados para evaluar el contenido de humedad del aislamiento sólido. En consecuencia, se han desarrollado distintas curvas de equilibrio para relacionar el contenido de agua en el aceite con el contenido de agua en el papel.

- Curvas de equilibrio en el sistema papel-aceite

Las curvas de equilibrio muestran la relación de humedad entre el aislamiento de papel y la humedad en el aceite. La aplicación de estas curvas implica que el transformador está bajo un equilibrio térmico (a una temperatura uniforme en todas partes), sin embargo, en la práctica las condiciones de estabilidad térmica nunca se alcanzan.

Además de las variaciones y fluctuación de la carga en un transformador en operación, este se somete a variaciones de temperatura diariamente, por lo cual nunca alcanzará el estado de equilibrio.

Una sola muestra de aceite y una sola prueba de Karl Fischer en laboratorio, no pueden revelar y evaluar correctamente el contenido de humedad en el papel aislante, porque la temperatura del aceite es inestable.

La fluctuación de temperatura implica el intercambio de humedad entre el aceite con el aislamiento sólido, por eso, las muestras de aceite tomadas de los transformadores, ocasionalmente, no son representativas del equilibrio y muestran resultados imprecisos cuyas interpretaciones son erróneas.

A pesar de estas limitantes, las curvas de equilibrio pueden utilizarse en las siguientes circunstancias:

- La temperatura promedio del aceite tiene que ser tan alta como sea posible, porque el equilibrio es especialmente difícil de establecerse a bajas temperaturas del transformador. Para obtener la temperatura promedio del transformador, es recomendable medir la temperatura del aceite en las válvulas de muestreo de aceite superior e inferior y luego tomar un promedio, mediante una medición prolongada.
- Se requiere de un registro continuo de múltiples mediciones de humedad en el aceite, que permitan la integración de las variaciones de temperatura y el cálculo de un valor confiable para el contenido de humedad en el papel. Esto se logra mediante sistemas de monitoreo en línea disponibles, que recopilen las variaciones del contenido de humedad en el aceite aislante durante un período de medición largo.

Existen distintos diagramas de equilibrio propuestos por diversos autores que correlacionan el contenido de agua del aceite (ppm) con el contenido de agua del aislamiento de papel (%), y son los siguientes:

- Curvas de equilibrio de Piper
- Curvas de equilibrio de Fessler

- Curvas de equilibrio de Griffin
- Curvas de equilibrio de Fabre y Pichon
- Curvas de equilibrio de Oommen

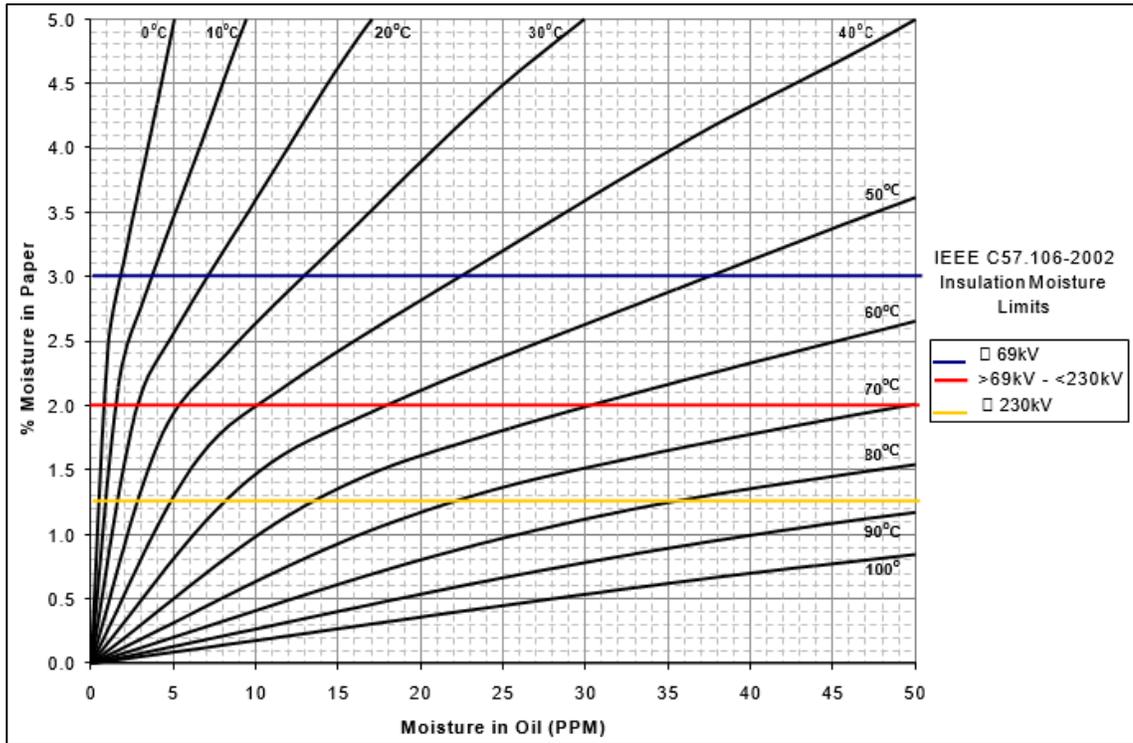
En esta investigación se empleará la curva de equilibrio de Oommen dada su precisión y reconocimiento en la literatura. En la actualidad, estas curvas se han perfeccionado y calibrando después de múltiples experimentos. De esta forma correlacionan con precisión las cifras de muchos años de mediciones reales de la temperatura del aceite en el sitio.

- Curvas de Oommen

Son las curvas más usadas actualmente y clasificadas como las más acertadas para estimar el contenido de humedad en el papel. Este gráfico relaciona el agua en el aceite en ppm (representada en el eje de las abscisas) con el porcentaje de humedad correspondiente en el papel (representada en el eje de las ordenadas) a varias temperaturas del aceite.

Estos diagramas se basan en distintas curvas, cada una representa una temperatura distinta del sistema de aislamiento papel-aceite. En la siguiente figura se muestra el conjunto de curvas de equilibrio de Oommen:

Figura 28. **Curvas de equilibrio de Oommen para sistemas de aislamiento papel-aceite**



Fuente: ABB Group. *ABB Transformer Service Handbook*. p. 82.

Este juego de curvas se ha modificado para incluir los límites de humedad de aislamiento para diferentes clases de voltaje en transformadores de potencia, establecidos por la Norma IEEE C57.106-2002 *Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment*.

Dado el contenido de humedad en ppm en el aceite del transformador y la temperatura promedio de este, el contenido de humedad en el papel aislante se puede estimar a partir de esta figura, de la siguiente manera:

- Ubicar sobre el eje X de la figura el valor medido de humedad ppm en el aceite.
- Buscar el punto de intersección del valor medido de ppm con la curva de temperatura seleccionada.
- Se proyecta este punto en el eje Y, y se obtiene el correspondiente valor de porcentaje de humedad en el papel.

A bajas temperaturas y bajos contenidos de humedad del aceite, existe la posibilidad de errores significativos en este método debido a la inclinación pronunciada de las curvas de equilibrio en esta región, el grado de error es mayor entre el rango de 0 a 5 ppm.

En esta región, una pequeña variación de ppm en el eje X produce un cambio muy considerable en el eje Y para una temperatura dada. La propagación es menor a temperaturas más altas y mayor a temperaturas más bajas complicando la estimación.

Este procedimiento se empleará en el análisis de datos obtenidos de todas las mediciones realizadas a distintos transformadores de potencia, para la estimación de humedad en el papel.

4.2. Evaluación de la humedad

Un motivo suficiente que impulse la medición de la cantidad de humedad presente en el papel es el efecto de degradación de la celulosa por la presencia de agua en ella. Además, el agua afecta la resistencia eléctrica, el factor de potencia, el envejecimiento, las pérdidas y la resistencia mecánica del aislamiento.

Las siguientes tablas muestran los diversos límites para evaluar la humedad en un transformador de potencia. En la Norma IEEE Std. 62-1995 (1) el contenido de humedad en el aislamiento de papel se define de la siguiente manera:

Tabla IV. **Pautas para la interpretación del porcentaje de humedad en peso seco del papel**

% de Humedad por peso seco en el papel	Condición
0 % – 2 %	Aislamiento Seco
2 % – 4 %	Aislamiento Húmedo
>4 %	Aislamiento Muy Húmedo

Fuente: IEEE Std 62 - 1995 (1). *Guide for diagnostic field testing of electric power apparatus.*
p. 38.

En la Norma IEEE Std C57.106 - 2002 (2) *Guide for acceptance and maintenance of insulating oil in equipment*, se muestran los límites de humedad en el papel en función del nivel de voltaje del transformador de potencia:

Tabla V. **Contenido de agua en el papel según el nivel de tensión**

Tensión Nominal del Transformador	Máximo contenido de agua ppm en el aceite			Contenido de agua equivalente en el papel
	50 °C	60 °C	70 °C	
Hasta 69 kV	27	35	55	3 %
69 a 230 kV	12	20	30	2 %
Arriba de 230 kV	10	12	15	1,25 %

Fuente: IEEE Std C57.106 - 2002 (2). *Guide for acceptance and maintenance of insulating oil in equipment.* p. 32.

Estos límites están representados en la figura 28 y se pueden usar como pautas para determinar la condición del sistema de aislamiento del transformador de potencia, logrando así tomar decisiones de mantenimiento correspondientes cuando sea requerido.

Adicionalmente a los límites establecidos para el contenido de agua ppm en el aceite y el porcentaje de humedad en el papel, se muestran los límites establecidos para la variación del porcentaje de saturación relativa, según la norma ASTM D1533 con lo indicado en la norma IEEE Std C57.106 - 2002 (2) *Guide for acceptance and maintenance of insulating oil in equipment.*

Tabla VI. **Límites de porcentaje de saturación relativa**

Valores de porcentaje de saturación	
Clase de voltaje	Aceptable
≤69 kV	≤15 %
>69 kV <230 kV	≤8 %
≥230 kV	≤5 %

Fuente: elaboración propia.

- **Conductividad**

La conductividad se define como la capacidad de una sustancia de conducir la corriente eléctrica. En el aceite, es una variable que depende de la cantidad de agua disuelta presente en este líquido aislante. La medida de este parámetro se obtiene aplicando un voltaje entre dos electrodos y midiendo la resistencia de la solución en estudio.

Cuantas más partículas de agua se encuentren disueltas o dispersas en el aceite, la conductividad de este líquido será alta, y por lo tanto, el porcentaje de saturación del aceite también irá incrementándose proporcionalmente. Según la norma IEEE, los límites establecidos para este parámetro en el aceite son los siguientes:

Tabla VII. **Límites de conductividad del aceite**

Conductividad en el aceite (pS/m)
<0,37 Como nuevo
0,37 – 3,7 Bueno
3,7– 37 Envejecido por servicio
>37 Deteriorado

Fuente: elaboración propia.

Por ejemplo, si un aceite se encuentra dentro de la clasificación bueno de la tabla anterior, significa que este líquido no es muy conductivo, y se encuentra en buenas condiciones; en caso contrario si se encuentra en la clasificación deteriorado, se referirá a que el aceite es muy conductivo, por lo tanto, este aceite ya no cumple la premisa básica de ser un líquido aislante.

4.3. Evaluación de la temperatura

La humedad excesiva en el papel, combinada con el aumento de la temperatura, provoca el riesgo de formación de burbujas dentro del material aislante; así mismo, en bajas temperaturas se corre el riesgo de condensación del agua en el aceite y formará agua libre.

4.3.1. Temperatura de formación de burbujas

Cuando el transformador de potencia es sometido a altas temperaturas de operación, por ejemplo, cuando opera ante sobrecargas, la humedad migrará del papel hacia el aceite, y en este proceso de intercambio, la humedad que queda

presente en el papel puede dar origen a burbujas de gas que representan un alto riesgo porque están naturalmente sometidas a campos eléctricos de alta intensidad, la rigidez dieléctrica del aislante disminuye y provoca el inicio de descargas parciales.

Estas burbujas de gas, principalmente, son de vapor de agua. La temperatura a la que se forman estas burbujas de gas está relacionada con la temperatura de punto caliente.

4.3.2. Temperatura de formación de agua libre

Según se explicó, la dinámica de la humedad en el apartado 1.4.1, al disminuir la temperatura del aceite en el transformador, este perderá su capacidad de absorber agua (solubilidad de agua en el aceite), y provocará la migración de humedad hacia el papel.

De esta manera, cuando la temperatura disminuye, aumenta el porcentaje de saturación relativa en el aceite, aunque la cantidad de agua presente sea la misma. A medida que la temperatura continúe disminuyendo, se llega al límite de saturación del aceite, y el agua no puede seguir disolviéndose en el aceite (porque este se encuentra saturado), por lo cual se produce la condensación del agua comenzando a extenderse en forma de gotas (agua libre), separada totalmente del aceite.

Con el sistema de monitoreo implementado en este estudio, es posible verificar continuamente la saturación del aceite medida por el sensor capacitivo, y con base en el estudio de distintas mediciones, se establece una temperatura a la que ocurrirá esta condensación. De la misma forma que para la condensación de humedad, con este sistema de medición se pueden monitorear las

temperaturas, para luego establecer la temperatura en la que se alcanza la formación de burbujas.

Adicionalmente, se tomarán como referencia mediciones con el método de respuesta dieléctrica, considerando que dicho método no requiere de esperar una condición de equilibrio, de realizar un muestreo de aceite ni manipular a este último, por lo que el método se vuelve fiable y de gran repetitividad.

5. MEDICIONES EN CAMPO, ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE EQUIPO DE INSTRUMENTACIÓN

5.1. Descripción de la empresa

A continuación, se detallan las características de ETCEE-INDE, empresa que es objeto de estudio para este trabajo.

5.1.1. Instituto Nacional de Electrificación (INDE)

Este Instituto fue creado el 27 de mayo de 1959 mediante el decreto de ley No. 1287 del Congreso de la República. En esta época existían problemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el país, que a su vez provocaba una escasez en el suministro de energía eléctrica, principalmente en las áreas rurales. El objetivo de su fundación se encaminó a dar una solución pronta a todos estos problemas.

A partir de la fundación de esta entidad, se redujo en gran manera la escasez de la energía eléctrica en el país, se aumentó la cantidad de energía generada, se logró mantener la energía disponible por medio de un sistema más estable y robusto. De esta forma se satisfizo la demanda normal y se impulsó el desarrollo de nuevas industrias para el crecimiento del país.

En apego a la separación de funciones, así como la administración de las actividades de distribución, generación y transmisión de energía eléctrica, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) cuenta con tres empresas: Empresa

de Generación de Energía Eléctrica (EGEE), Empresa de Comercialización de Energía (ECOE) y Empresa de Transporte Control de Energía Eléctrica (ETCEE).

A continuación, se describen las características de esta última empresa, que es la correspondiente a nuestro campo de estudio.

5.1.2. Empresa de Transporte y Control de la Energía Eléctrica (ETCEE)

La finalidad de esta empresa es el transporte de la energía eléctrica de manera continua a lo largo de todo el país en el Sistema Nacional Interconectado con las interconexiones regionales. Se encarga de la operación, conservación, mantenimiento, mejoras, ampliaciones de la infraestructura de transformación, control y comunicaciones.

Como se estipula en la Ley General de la Electricidad y su reglamento, esta empresa administra, opera, mantiene el servicio de transporte de electricidad en términos de calidad a los agentes del mercado eléctrico, cobrando peaje por dicho servicio.

ETCEE coordina sus programas-actividades con los planes de otros agentes del mercado eléctrico. Planifica, diseña, financia, contribuye y supervisa las obras de infraestructuras necesarias.

Actualmente, esta empresa posee a su cargo 68 subestaciones eléctricas, para la transformación y maniobra de la energía eléctrica, ubicadas a lo largo de todo el territorio nacional. Como objeto de estudio para este trabajo, se considerarán únicamente las subestaciones eléctricas correspondientes al Sistema Central.

5.1.3. Subestaciones del sistema central

Son seis las subestaciones que corresponden al sistema central. Las subestaciones Palín II y Alborada (Escuintla II) son de maniobra y no se describirán ampliamente. A continuación, se describen las demás subestaciones:

- Subestación Guatemala Sur

Ubicada en Km 14,5 Carretera al Pacifico, San José Villanueva. Es una subestación de transformación, tipo reductora. Cuenta con voltajes de entrada de 138 kV / 230 kV, reduciéndolos a 69 kV, que en su mayoría sirven de carga a EEGSA, las cuales cubren la ciudad capital y municipios del Sur.

Esta subestación cuenta con una sala de control, donde por medio del sistema de comunicación SCADA, se obtienen los datos en tiempo real de todos los campos de las subestaciones ubicadas en todo el país, asegurando el desempeño y confiabilidad de cada una. También es considerada como una de las subestaciones más importantes del país, por suministrar gran parte de la demanda del sistema nacional y ser el nodo de referencia para dicho sistema.

A continuación, se enlistan los bancos de transformación que posee esta subestación:

- Banco de transformación núm. 1, conformado por tres autotransformadores monofásicos más un transformador de reserva de 138/69/13,8 kV.
- Banco de transformación núm. 2, conformado por tres autotransformadores monofásicos de 138/69/13,8 kV.

- Banco de transformación núm. 3, conformado por tres transformadores monofásicos más un transformador de reserva de 230/69/13,8 kV.
 - Banco de transformación núm. 4, conformado por un transformador trifásico de 230/69/13,8 kV.
 - Banco de transformación núm. 5, conformado por tres transformadores monofásicos más un transformador de reserva de 230/69/13,8 kV.
 - Reactor trifásico de 230 kV.
- Subestación Guatemala Norte

Ubicada en 4av. final col Kennedy zona 18. A continuación, se enlistan los bancos de transformación que posee esta subestación:

- Banco de transformación núm. 2, conformado por tres transformadores monofásicos más un transformador de reserva de 230/69/13,8 kV.
 - Banco de transformación núm. 3, conformado por tres transformadores monofásicos más un transformador de reserva de 230/69/13,8 kV.
 - Banco de transformación núm. 4, conformado por tres transformadores monofásicos más un transformador de reserva de 230/69/13,8 kV.
 - El Banco de transformación núm. 1 corresponde a servicios auxiliares 13,8/0,240 kV.
- Subestación Guatemala Este

Ubicada en el Km 18, Finca San Vicente, Sta. Catarina Pinula. A continuación, se enlistan los bancos de transformación que posee esta subestación:

- Banco de transformación núm. 1, conformado por tres transformadores monofásicos de 230/69/13,8 kV.
 - Banco de transformación núm. 2, conformado por tres transformadores monofásicos de 230/69/13,8 kV.
 - Transformador de reserva 230/69/13,8 kV para el banco 1 y 2.
 - Reactor trifásico de 230 kV.
- Subestación Escuintla 1

Está en el Km 61,5 Carretera Masagua, Finca Mauricio. A continuación, se enlistan los bancos de transformación que posee esta subestación:

- Banco de transformación núm. 1, conformado por tres transformadores monofásicos más un transformador de reserva de 230/138/13,8 kV.
- Banco de transformación núm. 2, conformado por tres transformadores monofásicos más un transformador de reserva de 230/69/13,8 kV.
- Banco de transformación núm. 3, conformado por un transformador trifásico de 230/69/13,8 kV.

5.2. Instalación de equipo en el transformador

Con base en la lista de transformadores que posee ETCEE-INDE, se realizó un análisis de la evaluación de la condición de los transformadores

pertenecientes al Sistema Central, mediante el historial de pruebas eléctricas, fisicoquímicas, análisis de compuestos furánicos, análisis de gases disueltos y pruebas de humedad realizadas con anterioridad al aceite dieléctrico de estas unidades.

Con este análisis, se seleccionaron los transformadores más críticos de humedad, con base en los parámetros establecidos en distintas normas técnicas, considerando el criterio de ingenieros encargados de la coordinación del mantenimiento preventivo y correctivo de todas estas unidades.

El Sistema Central de ETCEE-INDE posee una cantidad elevada de transformadores de potencia (44 unidades). Se eligieron 6 unidades para las mediciones y análisis. En cada una de las 6 unidades seleccionadas, el procedimiento de instalación del equipo de instrumentación es exactamente igual. A continuación, se detalla el procedimiento.

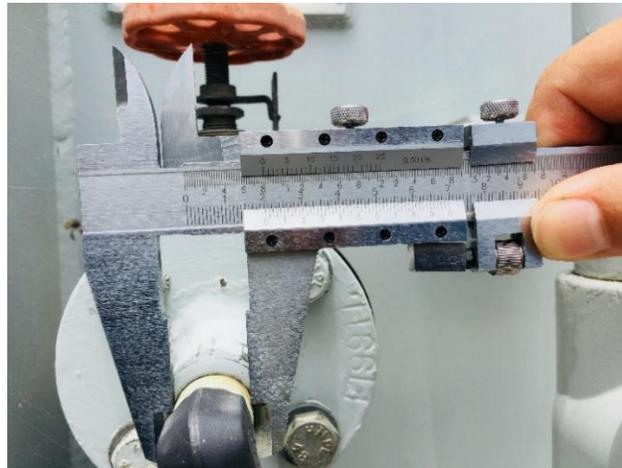
5.2.1. Procedimiento de Instalación

El procedimiento descrito a continuación, se determinó con base en el estudio de distintos documentos técnicos relacionados a mediciones similares de este tipo. Para la instalación del equipo de instrumentación, se respetaron todas las normas de seguridad establecidas por parte de ETCEE-INDE, siguiendo sus protocolos internos establecidos.

- Para iniciar el proceso de instalación de la sonda, en primer lugar, se identifica la ubicación más adecuada para la válvula, de tal manera que sea representativa de las condiciones de operación del transformador, considerando los aspectos descritos anteriormente.

- Luego, se verifica que el flange o la boquilla de la válvula posea las medidas y dimensiones adecuadas para la instalación de la sonda. Si carece de las dimensiones apropiadas, se realizan las adaptaciones necesarias para la instalación. En este paso, hay que asegurarse de que la válvula del transformador se encuentre totalmente cerrada.

Figura 29. **Toma de medidas de la válvula**



Fuente: ETCEE-INDE. Transformador de potencia 230/69kV, Subestación Guatemala Sur.

- Antes de instalar la sonda, se extrae un poco de aceite (entre uno y dos litros) de la válvula del transformador, mediante acoples especiales destinados para la extracción de aceites en válvulas. Esto es necesario porque el aceite puede contener partículas de suciedad empozadas en la válvula.

El aceite extraído también se utiliza para lavar las piezas y acoples requeridos para la instalación de la sonda, debido a que pueden contener suciedad que pueda dañar al sensor.

Figura 30. Limpieza de piezas



Fuente: ETCEE-INDE. Transformador de potencia 230/69 kV, Subestación Guatemala Sur, Villa Nueva.

- Se debe instalar una derivación tipo T en la boquilla del flange de la válvula. En la punta de la derivación se enrosca una válvula pinch off de presión, que permitirá purgar el aire en el aceite dentro del transformador al finalizar la instalación de la sonda.

Al instalar la sonda se tiene el riesgo de ingresar burbujas de aire al aceite del transformador y, por lo tanto, se deben tomar precauciones para evitar este problema.

Figura 31. **Válvula para purgar el aire**



Fuente: ETCEE-INDE. Transformador de potencia 230/69 kV, Subestación Guatemala Sur.

- Según la figura 23, fijar el cuerpo de montaje de la sonda en la derivación tipo T y se ajusta la tuerca de cierre a una profundidad adecuada de acuerdo con el tipo de instalación.

Figura 32. **Ajuste de cuerpo de montaje y tuerca de cierre**



Fuente: ETCEE-INDE. Transformador de potencia 230/69 kV, Subestación Guatemala Sur.

- Deslizar la tuerca de cierre de la sonda hacia el filtro lo más que se pueda e insertar la sonda en el cuerpo de montaje, y apretar manualmente la tuerca de cierre al cuerpo del accesorio.

Figura 33. **Sonda introducida en la válvula**



Fuente: ETCEE-INDE. Transformador de potencia 138kV-230kV, Subestación Guatemala Sur, Villa Nueva.

- Abrir la válvula del transformador, extraer un poco de aceite por medio de la válvula *pinch off* para purgar el aire al insertar la sonda a través de la válvula, y así evitar el posible ingreso de burbujas de aire dentro del aceite del transformador.

Figura 34. **Purgar el aire a través de una válvula Pinch Off**



Fuente: ETCEE-INDE. Transformador de potencia 230/69 kV, Subestación Guatemala Sur, Villa Nueva.

- Empujar la sonda a través del conjunto de la válvula en el proceso, apoyándonos del accesorio de sujeción manual de presión que se proporciona con la sonda, según figura 26. Se utiliza esta herramienta para no dañar el cable. La sonda debe empujarse tan profundamente hasta que el filtro esté completamente dentro del flujo del proceso.
- Apretar la tuerca de cierre con una llave hexagonal. Tomar la precaución de no apretarla demasiado, para evitar dificultades al abrirla.

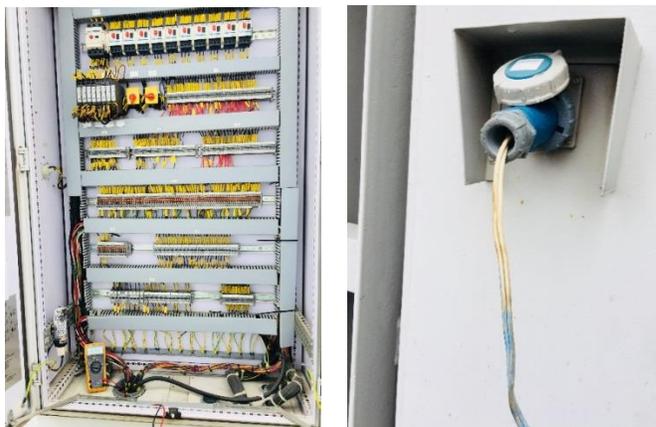
Figura 35. **Sonda totalmente Instalada en la válvula**



Fuente: ETCEE-INDE. Transformador de potencia 230/69 kV, Subestación Guatemala Sur.

- Revisar que hallan salidas de voltaje de 120 V – 240 V en el tablero de control, para la respectiva conexión del transmisor y poseer una extensión de tomacorriente de una longitud suficiente, para la conexión entre el transmisor con el tablero de control

Figura 36. **Conexión del transmisor**



Fuente: ETCEE-INDE. Transformador de potencia 230/69 kV, Subestación Guatemala Sur.

- Instalar el equipo transmisor por medio de su kit de montaje en poste o tubería (referencia en la figura 25).

Figura 37. Equipo instalado en tubería



Fuente: ETCEE-INDE. Transformador de potencia 138kV-230kV, Subestación Guatemala Sur.

A continuación, para cada una de las mediciones realizadas a los transformadores de potencia seleccionados, se presentan los resultados en tablas de valores para los parámetros de ppm, % de saturación relativa y temperatura en el aceite, cada una con sus respectivas gráficas de tendencia e histéresis, para su respectivo análisis.

En cada punto de medición, el equipo almacena, de forma automática, los valores máximos, mínimos y tendencia para cada uno de los tres parámetros. Para el análisis de este estudio y para obtener una interpretación clara de cada medición, se considerarán los datos de tendencia que corresponden al promedio entre los valores máximos-mínimos.

5.3. Resultados obtenidos medición núm. 1

La primera medición se realizó el 17 de septiembre del año 2018. Se instaló el sensor del equipo de instrumentación en una válvula ubicada en la parte inferior de los radiadores de la unidad de la fase S correspondiente al Banco 5 de la Subestación Guatemala Sur.

Tabla VIII. **Datos del transformador. Medición 1**

Tipo de unidad	Transformador
Subestación a la que pertenece	Guatemala Sur
Número de banco de transformación	5
Fase correspondiente	S
Marca del fabricante	Crompton Greaves
Capacidad MVA	65
Voltaje de transformación	230/69kV
Tipo de conexión	YNynd11
Tipo de enfriamiento	ONAN/ONAF
Tipo de aislamiento	Papel – Aceite
Galones de aceite	7740

Fuente: elaboración propia.

Tabla IX. **Datos grabados. Medición 1**

Cantidad total de puntos de datos	134
Intervalo de toma de datos	Cada 2 horas
Tiempo de inicio	17/09/2018 7:35
Tiempo de parada	28/09/2018 11:35
Tiempo de duración	11 días con 04:00:00hrs.

Fuente: elaboración propia.

En la siguiente tabla se muestran los valores de tendencia obtenidos durante el periodo de medición del equipo para los parámetros de humedad ppm, % de saturación relativa y temperatura en el aceite.

Debido a la gran cantidad de puntos de datos obtenidos (134), se muestran los datos en intervalos de 10 en 10 para obtener un resumen de toda la información general descargada.

Tabla X. **Datos de tendencia obtenidos. Medición 1**

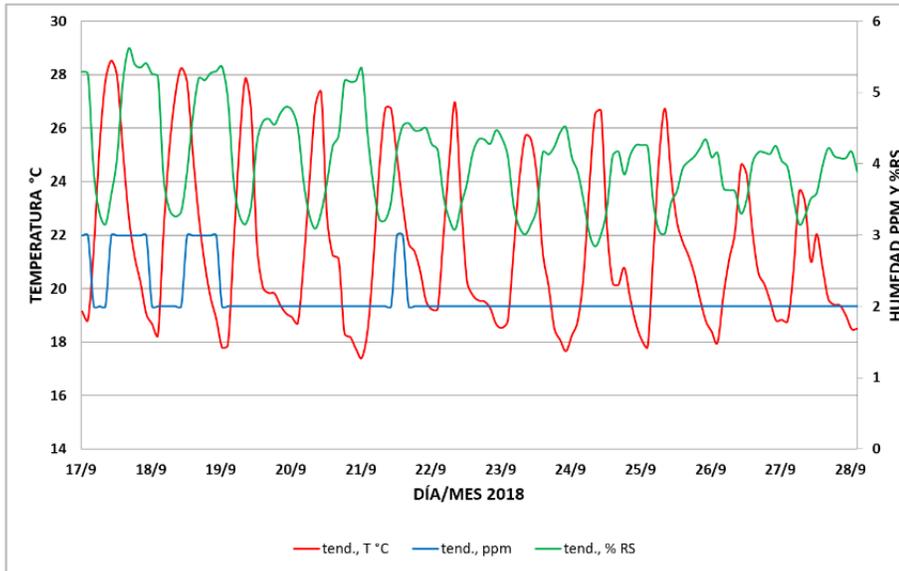
Puntos de Datos	Fecha y Hora	Tendencia Humedad PPM	Tendencia % SR	Tendencia Temperatura °C
1	17/09/2018 7:35	3	5,29	19,15
10	18/09/2018 1:35	3	5,4	21,21
20	18/09/2018 21:35	3	4,67	25,05
30	19/09/2018 17:35	2	3,42	26,61
40	20/09/2018 13:35	2	3,27	24,06
50	21/09/2018 9:35	2	4,38	18,49
60	22/09/2018 5:35	2	4,5	19,53
70	23/09/2018 1:35	2	4,34	19,52
80	23/09/2018 21:35	2	4,16	21,38
90	24/09/2018 17:35	2	3,01	26,65
100	25/09/2018 13:35	2	3,05	25
110	26/09/2018 9:35	2	4,15	17,99
120	27/09/2018 5:35	2	4,25	18,82
130	28/09/2018 1:35	2	4,11	19,4
134	28/09/2018 9:35	2	3,88	18,51

Fuente: elaboración propia.

5.3.1. **Análisis e interpretación de resultados**

Los datos de supervisión en línea mostrados en la tabla anterior fueron recopilados de manera resumida, sin embargo, los datos totales de la medición son graficados en la siguiente figura. En el eje vertical principal aparece escalada la serie de valores correspondientes a la temperatura, en el eje vertical secundario se escalan las series de datos de los parámetros de humedad con la saturación relativa y en el eje horizontal se muestran las fechas correspondientes a las mediciones de cada uno de los puntos de datos.

Figura 38. Datos de supervisión en línea. Medición 1



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

La fluctuación que experimenta la temperatura -curva de color rojo- entre el rango de 17 °C hasta los 28 °C, se debe a los cambios diarios de carga que presenta el transformador, adoptando un patrón de variación casi repetitivo a lo largo del tiempo en que ha sido conectado el equipo, condición que impulsa al intercambio de humedad entre el aceite y el aislamiento sólido.

Con el aumento de la temperatura, las partículas de agua se liberan del papel hacia el aceite, por lo que tiende a crecer paralelamente a la temperatura la cantidad de agua ppm en el aceite curva de color azul; ocurre el mismo proceso, pero de forma decreciente, cuando la temperatura disminuye.

La curva de saturación relativa curva de color verde tiende a ser inversamente proporcional a las curvas de humedad y temperatura, según la expresión 2.1 vista en el capítulo 2; esto a causa de que el denominador de esta

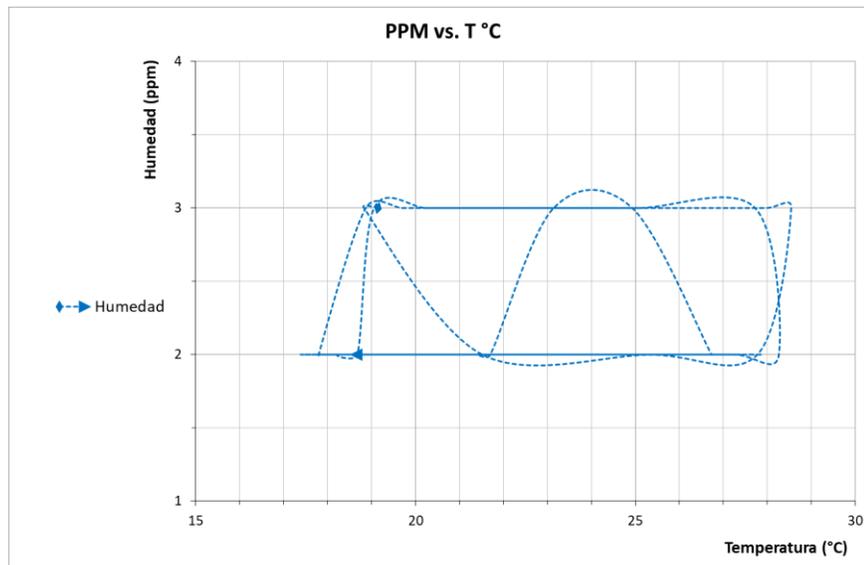
expresión crece con el aumento de la temperatura que, a su vez, se relaciona con la cantidad máxima de agua que el aceite puede contener.

A mayor temperatura, habrá más humedad en el aceite y la curva del porcentaje de saturación relativa estará en su punto mínimo. Los valores de este parámetro son muy bajos en esta medición.

La humedad en el aceite varía entre el pequeño rango de 2 a 3 ppm como se observa en el eje vertical de la siguiente curva de histéresis. Según la Norma IEEE Std.C57.106-2002 (2) el límite máximo de ppm establecido para esta clase de transformador corresponde a 10 ppm, por lo que esta unidad se encuentra en un estado seco y libre de humedad, reafirmando esta condición con los valores bajos de porcentaje de saturación relativa que están entre los 3 % al 5 %.

En estas condiciones, la variación de humedad en el aceite no es muy visible y pronunciada, como se observa en las gráficas presentadas, mostrando la curva de color azul casi de una forma lineal constante sin variaciones relevantes.

Figura 39. **Histéresis de humedad ppm. Medición 1**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

La desorción de humedad en el aceite es un proceso más rápido que la absorción, condición que impulsa a la formación de una curva de histéresis de los datos de humedad registrados en esta medición. La curva anterior es un gráfico de dispersión que representa la variación de la humedad en el aceite (ppm) en función de la temperatura (°C).

- Estimación del contenido de humedad del aislamiento de papel

Tomando como referencia las gráficas de tendencia de la figura 38, se observa que se presentan dos patrones de propagación distintos, el primero empezando con valores altos para luego terminar con valores más pequeños.

Para efectuar el procedimiento de estimación de una manera más precisa, se divide la figura a la mitad en dos secciones iguales, extrayendo para cada una

de estas los valores máximos-mínimos de los tres parámetros medidos; luego se promedian entre sí y entre cada sección los valores seleccionados, para considerar los puntos en donde se presentan distintos picos elevados en el transcurso de la medición, desde su inicio hasta su finalización.

Tabla XI. **Datos para la estimación de humedad en el papel. Medición 1**

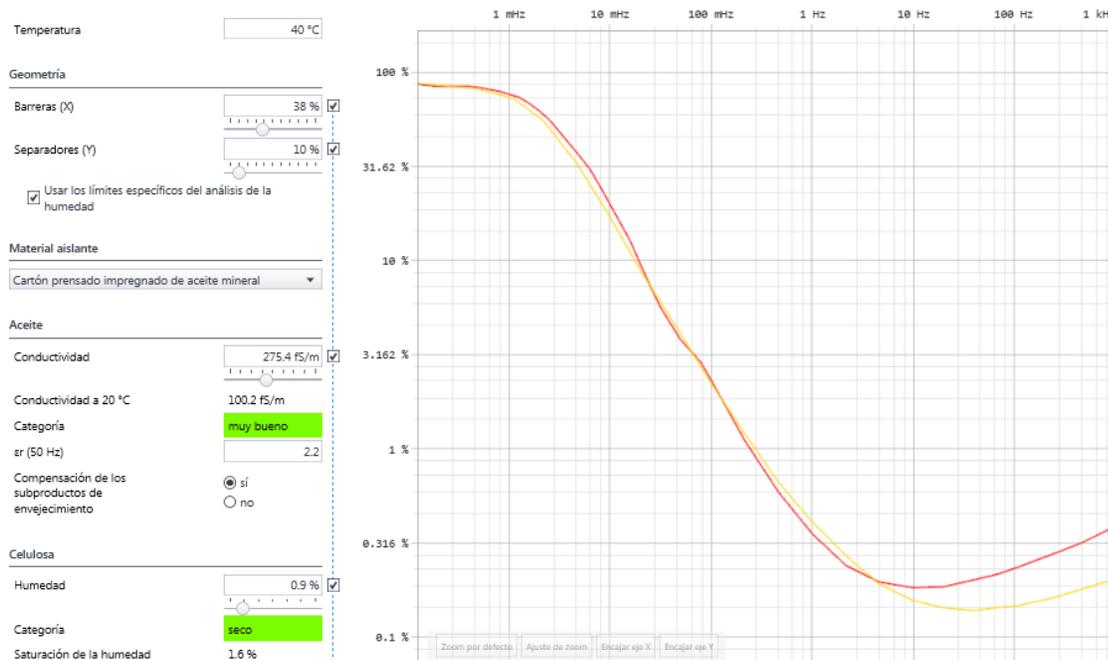
Datos de la primera mitad de la gráfica							
Temperatura	Máxima T °C	28,5	Mínima T °C	17,4	Promedios	23	°C
Saturación	Máxima % SR	5,6	Mínima % SR	3,1		4	%
Humedad	Máxima PPM	3	Mínima PPM	2		3	PPM
Datos de la segunda mitad de la gráfica							
Temperatura	Máxima T °C	26,7	Mínima T °C	17,7	Promedios	22	°C
Saturación	Máxima % SR	4,5	Mínima % SR	2,8		4	%
Humedad	Máxima PPM	3	Mínima PPM	2		3	PPM
Promedios totales de datos de la gráfica completa							
Temperatura:	23 °C		Saturación:	4 %		Humedad:	3 PPM
% De humedad en el papel según curva de equilibrio de Oommen:						1,7 %	

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

Se emplearon los promedios totales para calcular el porcentaje de humedad por peso seco en el papel, dando así un valor de 1,7 %, y se determina que el aislamiento de papel se encuentra con niveles de humedad aceptables que están por debajo del 2 % como se establece en la norma. Para esta medición se obtuvieron valores muy bajos tanto para la temperatura (°C) como para la humedad (ppm), por lo que puede existir algún grado de error en la estimación mediante la gráfica de Oommen.

Para confirmar el grado de humedad estimado se hace referencia a la medición de humedad con el método de respuesta dieléctrica. Estos resultados se muestran en la siguiente gráfica.

Figura 40. Gráfica de humedad. Medición 1



Fuente: elaboración propia, empleando Software DIRANA.

Según el método de respuesta dieléctrica se termina de confirmar que el aceite se encuentra en buenas condiciones, dado que según la tabla VII del capítulo anterior, esta gráfica refleja un valor de conductividad que entra dentro de la calificación “buena” porque la saturación relativa se encuentra en valores aceptables.

El porcentaje de humedad por peso seco medido por el equipo Vaisala (1,7 % a 23 °C) difiere un poco con el resultado obtenido con el método de

respuesta dieléctrica (0,9 % a 40 °C), porque en esta medición se trabajó con una temperatura promedio baja y por lo tanto el método tiende a ser un poco inexacto; sin embargo, este método de medición con el equipo Vaisala es efectivo, puesto que nos da una idea clara sobre el patrón de humedad que presenta el aislamiento.

5.4. Resultados obtenidos medición núm. 2

La segunda medición se realizó el 2 de octubre del año 2018. El sensor del equipo de instrumentación se instaló en una válvula que toma muestras de aceite de la parte superior de la cuba del transformador correspondiente al Banco 2, Fase T de la Subestación Guatemala Sur.

Tabla XII. **Datos del transformador. Medición 2**

Tipo de unidad	Autotransformador
Subestación a la que pertenece	Guatemala Sur
Número de banco de transformación	2
Fase correspondiente	T
Marca del fabricante	Cenemesa/Westinghouse
Clasificación MVA	25
Voltaje de transformación	138/69 kV
Tipo de conexión	YyNd11
Tipo de enfriamiento	OA/FA
Tipo de aislamiento	Papel-aceite
Galones de aceite	2 830

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIII. **Datos grabados. Medición 2**

Cantidad total de puntos de datos	118
Intervalo de toma de datos	Cada 2 horas
Tiempo de inicio	2/10/2018 15:19
Tiempo de parada	12/10/2018 9:19
Tiempo de duración	10 días

Fuente: elaboración propia.

En la siguiente tabla se muestran parte de los valores de tendencia para los parámetros de humedad ppm, % de saturación relativa y temperatura en el aceite, obtenidos durante el periodo de medición del equipo.

Tabla XIV. **Datos de tendencia obtenidos. Medición 2**

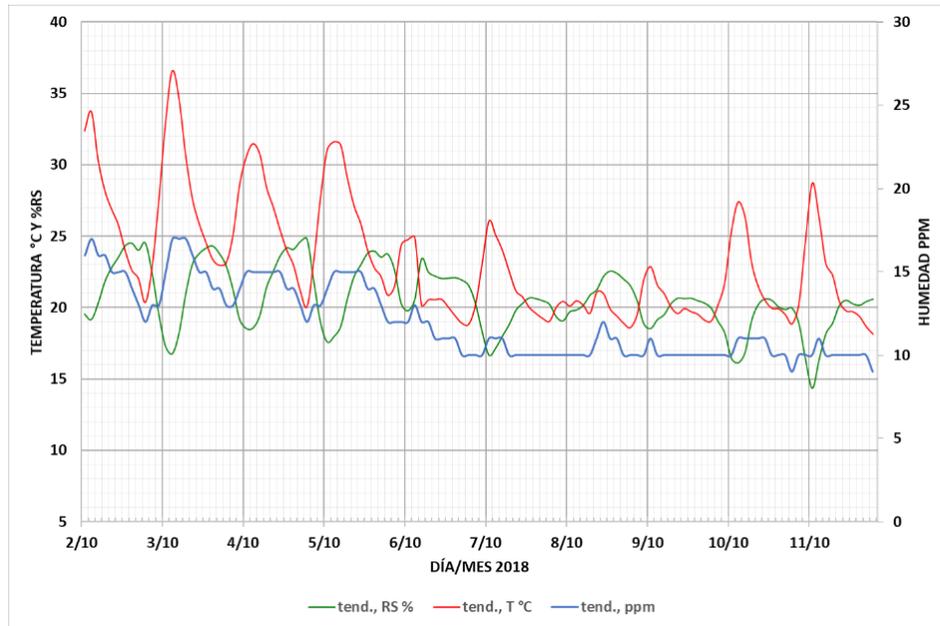
Puntos de Datos	Fecha y Hora	Tendencia Humedad PPM	Tendencia % SR	Tendencia Temperatura °C
1	2/10/2018 15:19	16	19,53	32,4
10	3/10/2018 9:19	12	24,53	20,38
20	4/10/2018 5:19	14	24,32	23,4
30	5/10/2018 1:19	15	23,6	25,47
40	5/10/2018 21:19	15	20,59	29,1
50	6/10/2018 17:19	13	20,56	24,94
60	7/10/2018 13:19	10	18,3	23,12
70	8/10/2018 9:19	10	20,22	19,06
80	9/10/2018 5:19	11	22,4	19,42
90	10/10/2018 1:19	10	20,63	19,94
100	10/10/2018 21:19	11	19,11	23,14
110	11/10/2018 17:19	11	16,33	26,32
118	12/10/2018 9:19	9	20,59	18,16

Fuente: elaboración propia.

5.4.1. Análisis e interpretación de resultados

Los datos de supervisión en línea mostrados en la tabla anterior fueron recopilados de manera resumida, sin embargo, los datos totales de la medición son graficados en la siguiente figura.

Figura 41. Datos de supervisión en línea. Medición 2



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

La fluctuación que experimenta la temperatura (curva de color rojo) entre el rango de 18 °C hasta los 36 °C, se debe a los cambios diarios de carga que presenta el transformador a lo largo del tiempo en que ha sido conectado el equipo. Esta condición impulsa el intercambio de humedad entre el aceite y el papel. Aquí se alcanzan temperaturas mucho más altas porque se está tomando la medición en la parte superior de la cuba, sección que representa el punto más caliente del transformador.

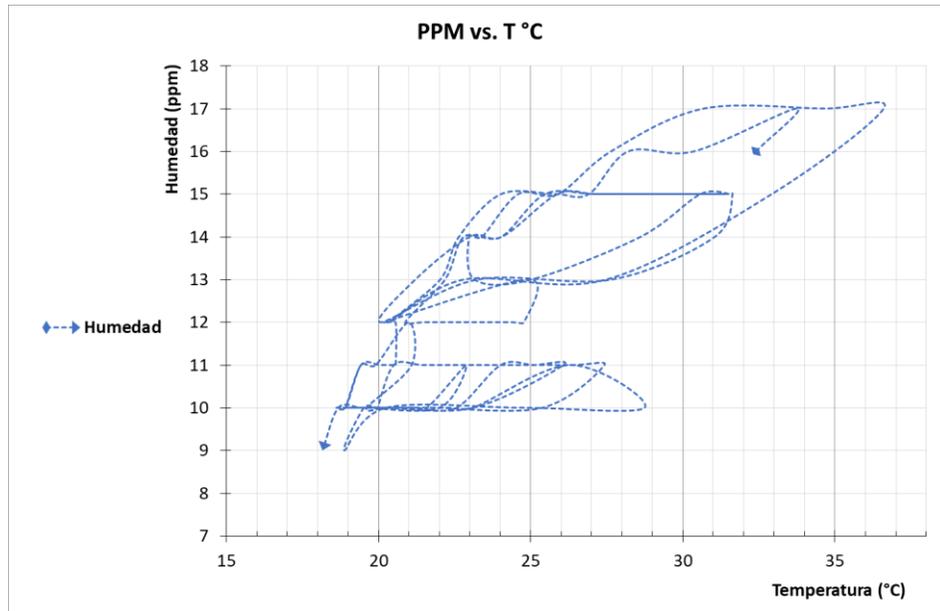
Con el aumento de la temperatura, también crece la cantidad de agua ppm en el aceite (curva de color azul). Ocurre el mismo proceso, pero de forma decreciente, cuando la temperatura disminuye. La curva de saturación relativa (curva de color verde) es inversamente proporcional a las curvas de humedad y temperatura. Esto se demostró en la expresión 2.1 del capítulo 2; explicación

vista en el apartado de *análisis e interpretación de resultados* de la medición núm. 1.

Los valores medidos respecto al parámetro de porcentaje de saturación relativa son muy altos, aproximadamente entre el rango de los 14 % a 25 %, con un promedio de 21 % y según la norma ASTM D1533 el límite establecido es del 8 %; por lo cual, estos valores son inaceptables dado que se sobrepasa considerablemente este límite.

La humedad en el aceite llega a valores muy altos, variando entre el rango de 9 a 17 ppm como se observa en el eje vertical de la siguiente curva de histéresis. Según la Norma IEEE, el límite máximo de ppm establecido para esta clase de transformador es de 12 ppm, por lo que esta unidad supera los límites establecidos en esta norma. Debido a que se sobrepasan los límites de saturación relativa y los límites de humedad ppm en el aceite, se puede considerar que el aislamiento del transformador se encuentra en un estado húmedo. En estas condiciones de humedad, para un transformador a altas temperaturas, la variación de humedad en el aceite es claramente más amplia, como se observa en la gráfica de tendencia y en la siguiente curva de histéresis.

Figura 42. **Histéresis de humedad ppm. Medición 2**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

Curva de histéresis que representa la amplia variación de humedad ppm que existe en el aceite del transformador de potencia a elevadas temperaturas.

- Estimación del contenido de humedad del aislamiento de papel

Las gráficas de tendencia no poseen un patrón de variación uniforme como se observa en la figura 41. Inicialmente, los datos empiezan en valores muy altos, pero luego de cierto tiempo decaen a valores más bajos; por lo tanto, se divide la figura a la mitad en dos secciones iguales, extrayendo para cada una los valores máximos y mínimos de los tres parámetros medidos, con el propósito de considerar los puntos más críticos que se presentan en el sistema de aislamiento, desde el inicio de la medición hasta su finalización.

Tabla XV. **Datos para la estimación de humedad en el papel. Medición 2**

Datos de la primera mitad de la gráfica						
Temperatura	Máxima T °C	36,6	Mínima T °C	20,1	Promedios	28 °C
Saturación	Máxima % SR	24,8	Mínima % SR	16,8		21 %
Humedad	Máxima PPM	17	Mínima PPM	12		15 PPM
Datos de la segunda mitad de la gráfica						
Temperatura	Máxima T °C	28,7	Mínima T °C	18,6	Promedios	24 °C
Saturación	Máxima % SR	22,4	Mínima % SR	14,3		18 %
Humedad	Máxima PPM	11	Mínima PPM	10		11 PPM
Promedios totales de datos de la gráfica completa						
Temperatura	26 °C	Saturación:		20 %	Humedad:	13 PPM
% De humedad en el papel según curva de equilibrio de Oommen						3,6 %

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

Empleando los promedios totales para calcular el porcentaje de humedad por peso seco en el papel, se obtiene un valor de 3,6 % y se puede considerar que el aislamiento de papel se encuentra con niveles de humedad inaceptables que sobrepasan con un exceso de 1,6 % el valor establecido en la norma.

Puesto que el contenido de humedad se encuentra arriba del límite establecido por la norma; como parte de la planificación de mantenimiento programado a esta unidad, la empresa decidió realizar un proceso de secado al aceite por medio de termovacío, para eliminar una porción del porcentaje de humedad presente en el sistema de aislamiento. Al finalizar dicho proceso, se realizó nuevamente una medición con el equipo para corroborar si se redujeron los niveles de humedad.

- Cantidad de agua a extraer

Según los datos del transformador de la placa del transformador, la unidad contiene 2830 galones de aceite, que expresados en litros corresponden a 10 711,55 Litros. La gravedad específica o densidad relativa, es la masa por unidad de volumen a una determinada temperatura. También se define como la razón de cierto peso de aceite al mismo volumen de agua. La densidad relativa no tiene unidades y el valor calculado para esta unidad según el historial de pruebas realizadas es de 0,872.

La conversión de volumen de aceite a peso es directamente dependiente de la densidad relativa del aceite y de la temperatura a la que se mide esta. La masa correspondiente del aceite es de:

$$(10\ 711,55\ \text{Litros}) * (0,872) = 9\ 340,472\ \text{Kg de aceite}$$

Una estimación aproximada de la masa de aislamiento de papel corresponde al 10 % de la masa de aceite. S.D. Myers recomienda utilizar la siguiente fórmula para calcular el peso del papel, partiendo del total de galones de aceite indicados en la placa característica del transformador.

$$W = \frac{VOL * 10\ \% * 231 * 62,5 * 1,4}{1\ 728} \text{ [Libras]} \quad (5.1)$$

Donde:

W: peso del papel en libras

VOL: galones de aceite según placa

10 %: porcentaje de aceite que puede retener el papel

231: pulgadas cúbicas en un galón de aceite

1 728: pulgadas cúbicas en un pie cúbico

62,5: peso en libras de un pie cúbico de agua

1,4: gravedad específica del papel

Operando todos los factores anteriores, la ecuación se reduce a la siguiente expresión:

$$W = 1,17 * (VOL [Galones]) \quad (5.2)$$

Sustituyendo la cantidad de galones que contiene el transformador, la masa correspondiente del aislamiento de papel es:

$$W = 1,17 * (2\,830 \text{ Galones}) = 3\,310,26 \text{ Libras} \cong 1\,501,25 \text{ Kg}$$

$$\text{Si } 1\text{Kg} = 1 \text{ Litro} \text{ entonces } W = 1\,501,25 \text{ Litros}$$

Si la temperatura promedio del aceite es de 26 °C y el contenido de agua del aceite es de 13 ppm, el contenido de humedad del aislamiento de papel se estima en 3,6 % de acuerdo con el diagrama de equilibrio publicado por Oommen. El aislamiento de papel tiene una cantidad de agua de:

$$(1\,501,25 \text{ Litros}) * (3,6 \%) = 54,045 \text{ Litros de agua}$$

Según la norma IEEE se debe reducir el contenido de humedad en el papel hasta llegar a la cantidad de 2 %, por lo tanto, se debe extraer la siguiente cantidad de agua:

$$(54,04 \text{ Litros}) - ((1\,501,25 \text{ Litros}) * 2 \%) = 24,02 \text{ Litros de agua a extraer}$$

Después de finalizar el proceso de secado con la máquina de termovació, tomando como referencia la temperatura de 26 °C, idealmente el contenido de agua del aceite debería ser de:

$$(54,045 \text{ Litros}) - (24,02 \text{ Litros}) = 30,02 \text{ Litros}$$

5.5. Resultados obtenidos medición núm. 3

La tercera medición se realizó el 23 de diciembre de 2018 como un remuestreo a la medición anterior. Luego de realizar el proceso de secado con termovació al aceite de esta unidad, se instaló nuevamente el sensor del equipo Vaisala en la misma válvula utilizada en la medición anterior del transformador correspondiente al Banco 2, Fase T de la Subestación Guatemala Sur y se verifica si realmente se redujeron los porcentajes de humedad detectados.

Tabla XVI. **Datos grabados. Medición 3**

Cantidad total de puntos de datos	134
Intervalo de toma de datos	Cada 2 horas
Tiempo de inicio	23/12/2018 5:49
Tiempo de parada	3/01/2019 7:49
Tiempo de duración	11 días

Fuente: elaboración propia.

En la siguiente tabla se muestran parte de los valores de tendencia para los parámetros de humedad ppm, % de saturación relativa y temperatura en el aceite, obtenidos durante el periodo de medición del equipo.

Tabla XVII. **Datos de tendencia obtenidos. Medición 3**

Puntos de Datos	Fecha y Hora	Tendencia Humedad PPM	Tendencia %SR	Tendencia Temperatura °C
1	23/12/2018 5:49	8	19,33	16,67
10	23/12/2018 23:49	10	16,22	23,76
20	24/12/2018 19:49	9	13,53	27,75
30	25/12/2018 15:49	9	10,88	31,04
40	26/12/2018 11:49	8	14,92	21,37
50	27/12/2018 7:49	9	19,88	17,03
60	28/12/2018 3:49	9	18,18	20,7
70	28/12/2018 23:49	10	17,09	23,37
80	29/12/2018 19:49	11	11,09	36,85
90	30/12/2018 15:49	9	10,9	32,9
100	31/12/2018 11:49	8	16,74	20,03
110	1/01/2019 7:49	9	19,14	18,06
120	2/01/2019 3:49	9	17,17	21,18
130	2/01/2019 23:49	12	17,24	26,7
134	3/01/2019 7:49	10	18,56	20,56

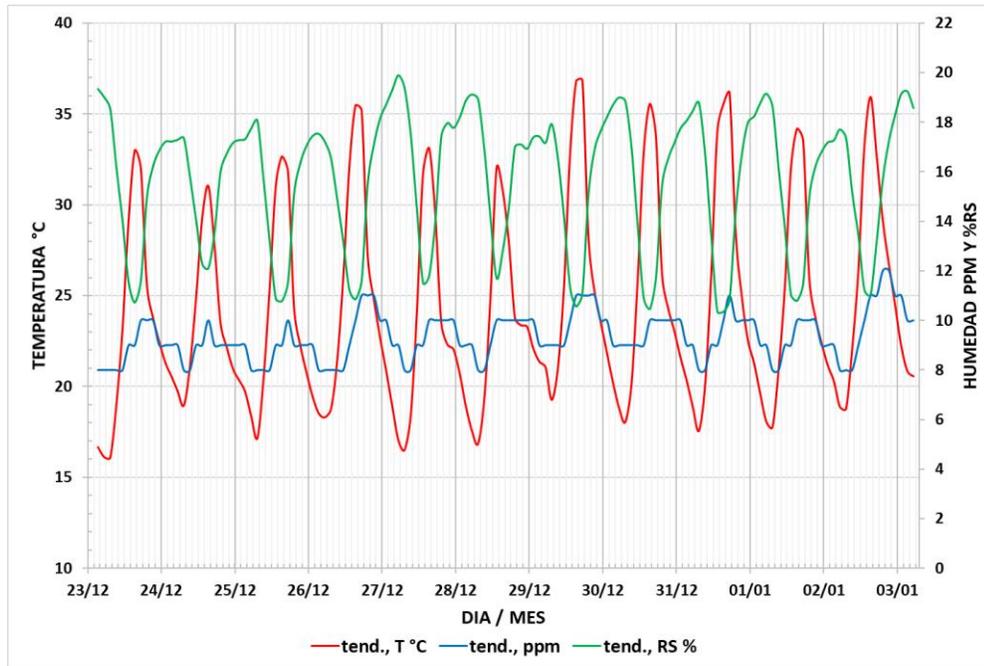
Fuente: elaboración propia.

5.5.1. Análisis e interpretación de resultados

Los datos de supervisión en línea mostrados en la tabla anterior fueron recopilados de manera resumida, sin embargo, los datos totales de la medición son graficados en la siguiente figura.

En el eje vertical principal aparece escalada la serie de valores correspondientes a la temperatura, en el eje vertical secundario se escalan las series de datos de los parámetros de humedad y saturación relativa. En el eje horizontal se muestran las fechas correspondientes a las mediciones de cada uno de los puntos de datos.

Figura 43. Datos de supervisión en línea. Medición 3



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

La fluctuación que experimenta la temperatura (curva de color rojo) entre el rango de 16 °C hasta los 36 °C, se debe a los cambios diarios de carga que presenta el transformador a lo largo del tiempo en que ha sido conectado el equipo. Igual que en la medición anterior, aquí se alcanzan temperaturas altas debido a que se está tomando la medición de la parte superior de la cuba, sección que representa el punto más caliente del transformador.

Con el aumento de la temperatura, también crece junto a este parámetro la cantidad de agua ppm en el aceite (curva de color azul), debido a que el aceite absorbe más partículas de agua a altas temperaturas; ocurre el mismo proceso, pero de forma decreciente cuando la temperatura disminuye. En la figura anterior se observa el cumplimiento de este patrón de una manera más periódica y

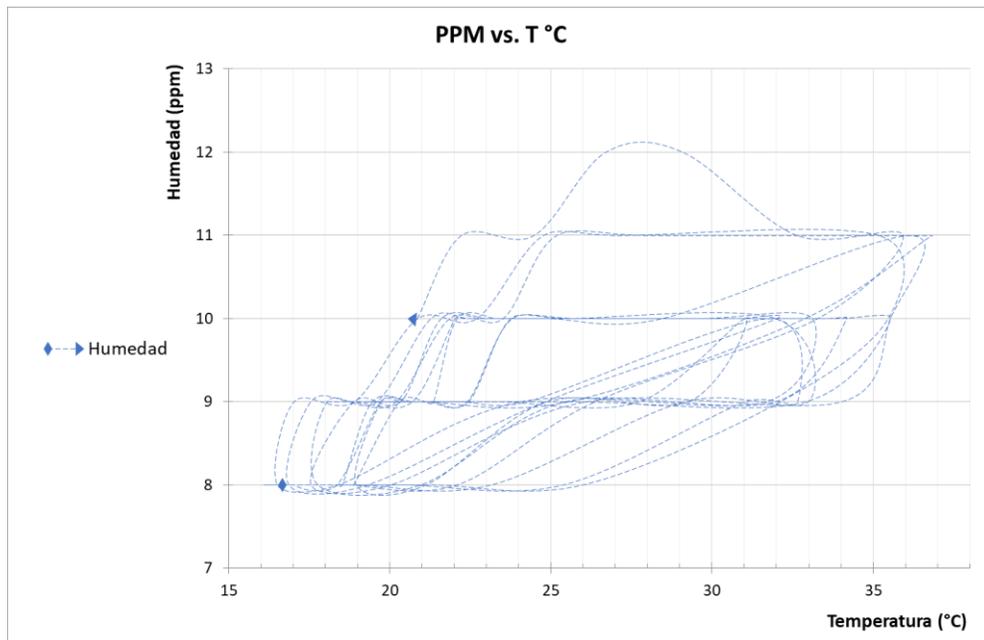
uniforme, respecto a la medición núm. 2 que presentaba un patrón de propagación dividido en dos secciones distintas.

Se sigue cumpliendo que la curva de saturación relativa (curva de color verde) es inversamente proporcional a la curva de temperatura y en consecuencia a la curva de humedad ppm. Los valores de saturación relativa varían entre el rango de 10 % a 19 % con un promedio de 15 %, disminuyendo considerablemente respecto a la medición anterior, que había mostrado un porcentaje de saturación relativa con un promedio de 21 %.

La humedad en el aceite también ha disminuido respecto a los altos valores obtenidos en la medición anterior que llegaban hasta los 17 ppm; en esta ocasión la humedad ha variado entre el rango de 8 a 12 ppm como se observa en el eje vertical de la siguiente curva de histéresis. Según la Norma IEEE Std. C57.106-2002 (2) el límite de ppm establecido es de 12 ppm, por lo que esta unidad se encuentra ubicada en el límite máximo de humedad recomendable.

Gracias al tratamiento de secado realizado al aceite mediante el proceso de termovació, se redujeron los límites de humedad y saturación relativa en el aislamiento, por lo tanto, se determina que el transformador se encuentra en un estado óptimo respecto a su estado anterior.

Figura 44. **Histéresis de humedad ppm. Medición 3**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

Curva de histéresis que representa la amplia variación de humedad ppm en el aceite a elevadas temperaturas producidas en el sistema de aislamiento del transformador.

- Estimación del contenido de humedad del aislamiento de papel

En esta medición se observa que los datos de tendencia graficados en la figura 43, presentan una variación casi uniforme a lo largo del tiempo. Siguiendo el mismo procedimiento que las mediciones anteriores, se divide la figura a la mitad en dos secciones iguales, extrayendo para cada una los valores máximos y mínimos de los tres parámetros medidos, para considerar los puntos más críticos que se presentan en el transcurso de la medición.

Tabla XVIII. **Datos para la estimación de humedad en el papel. Medición 3**

Datos de la primera mitad de la gráfica						
Temperatura	Máxima T °C	35,5	Mínima T °C	16,5	Promedios	26 °C
Saturación	Máxima % SR	19,9	Mínima % SR	10,8		15 %
Humedad	Máxima PPM	11	Mínima PPM	8		10 PPM
Datos de la segunda mitad de la gráfica						
Temperatura	Máxima T °C	36,8	Mínima T °C	17,8	Promedios	27 °C
Saturación	Máxima % SR	19,1	Mínima % SR	10,6		15 %
Humedad	Máxima PPM	12	Mínima PPM	8		10 PPM
Promedios totales de datos de la gráfica completa						
Temperatura:	27 °C		Saturación:	15 %		Humedad: 10 PPM
% De humedad en el papel según curva de equilibrio de Oommen						2,8 %

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

el porcentaje de humedad se determinó empleando los promedios totales de temperatura-humedad de 27 °C y 10 ppm respectivamente, por peso seco en el papel con un valor de 2,8 %. Este nuevo valor refleja una reducción de 0,8 % respecto a la medición anterior que dio un valor de 3,6 %. Esto confirma el efecto positivo que se obtuvo al aplicar el tratamiento de secado al aceite.

Sin embargo, no se logró reducir el porcentaje de humedad en el papel hasta valores iguales o menores al 2 % como se indica en la norma, porque los procesos de secado son muy prolongados y lentos, dependiendo del tipo de máquina que se utilice; en estas circunstancias es muy difícil extraer la cantidad de agua deseada. Este resultado se puede corroborar con el siguiente procedimiento:

- Cantidad de agua extraída

Se emplea el mismo procedimiento de la medición núm. 2, se calcula la cantidad de agua que se extrajo del aceite aislante. Como se trata del mismo transformador, la unidad contiene 2 830 galones de aceite que corresponden a 10 711,55 litros. La gravedad específica del aceite siempre sigue siendo de 0,872 y su masa correspondiente es de 9 340,472 Kg de aceite.

Utilizando la fórmula 5,2 establecida por S.D. Myers para el cálculo del peso del aislamiento de papel, se sustituye la cantidad de galones de aceite y se obtiene el siguiente resultado:

$$W = 1,17 * (2,830 \text{ Galones}) = 3 310,26 \text{ Libras}$$

$$W = 3 310,26 \text{ Libras} \cong 1 501,25 \text{ Kg} \cong 1 501,25 \text{ Litros}$$

Si la temperatura promedio del aceite es de 27 °C y el contenido de agua del aceite es de 10 ppm, el contenido de humedad del aislamiento de papel se estima en 2,8 %. El aislamiento de papel actualmente posee la siguiente cantidad de agua:

$$(1 501,25 \text{ Litros}) * (2,8 \%) = 42,035 \text{ Litros de agua}$$

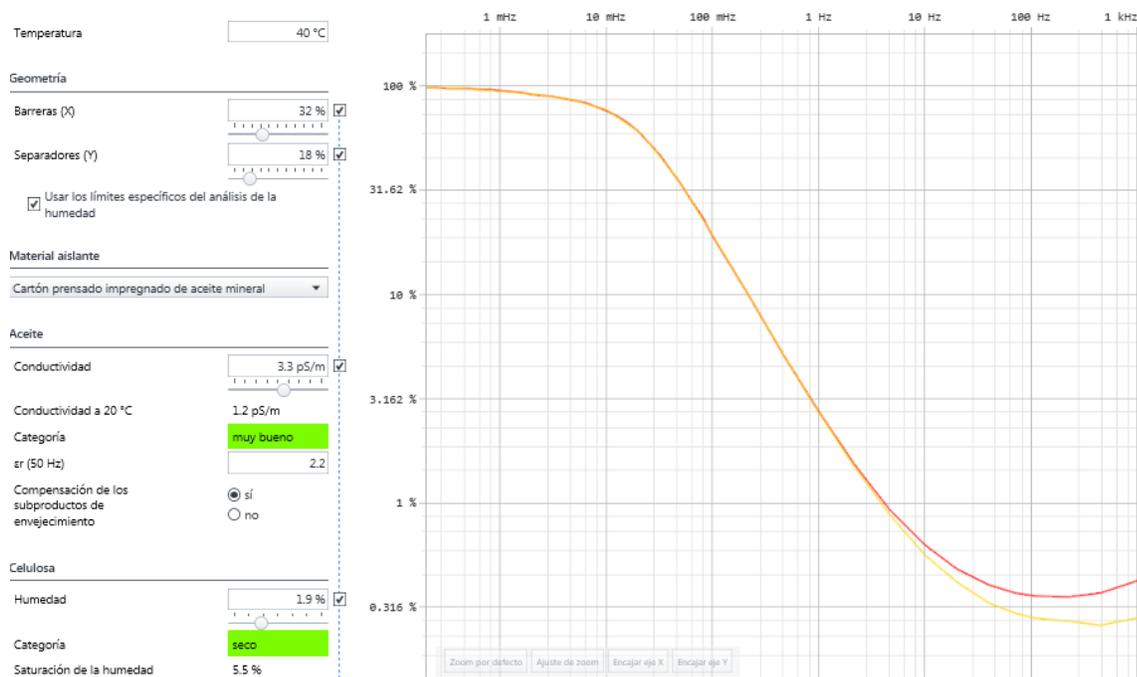
En la medición anterior se calculó que la cantidad de agua presente en el papel aislante era de 54,045 litros de agua. Esta es una diferencia entre estos dos valores calculados, se obtiene la cantidad total de litros que se extrajeron:

$$(54,04 \text{ litros}) - (42,035 \text{ litros}) = 12 \text{ Litros de agua extraídos}$$

De los 24,02 litros de agua que se necesitaban extraer para disminuir la cantidad de humedad en el papel hasta un 2 %, solamente se lograron extraer 12 litros de agua del aceite, por lo que aún se necesitan extraer 12,02 litros de agua adicionales para llegar al límite de humedad recomendado por la norma.

Para confirmar el grado de humedad estimado en esta medición, se hace referencia a la medición de humedad con el método de respuesta dieléctrica, puesto que este es uno de los métodos más exactos para la detección de humedad en los aislamientos. Estos resultados se muestran en la siguiente gráfica:

Figura 45. Gráfica de humedad. Medición 3



Fuente: elaboración propia, empleando Software DIRANA.

Según el método de respuesta dieléctrica se confirma que el aceite mejoró considerablemente su condición crítica de humedad en comparación con la medición anterior, puesto que esta gráfica de humedad refleja según la tabla VII del capítulo anterior, una conductividad en el aceite con un valor que entra dentro de la calificación buena, que contribuye a una reducción en el porcentaje de saturación del aceite.

El porcentaje de humedad por peso seco en el papel estimado mediante las mediciones hechas por el equipo Vaisala (2,8 % a 27 °C) difiere un poco con el resultado obtenido con el método de respuesta dieléctrica (1,9 % a 40 °C), porque en esta estimación se trabajó con una temperatura promedio relativamente baja y por lo tanto el método tiende a ser inexacto al momento de utilizar las curvas de equilibrio de Oommen.

Sin embargo, el método de medición con el equipo Vaisala es efectivo, dado que ofrece una idea clara sobre el patrón de humedad que presenta el aislamiento, logrando observar y comprobar la reducción de los niveles de humedad que se presentaron luego del tratamiento realizado al aceite.

5.6. Resultados obtenidos medición núm. 4

La cuarta medición se realizó el 21 de enero de 2019, instalando el sensor del equipo en una válvula que toma muestras de aceite de la parte superior de la cuba del transformador de reserva, correspondiente al banco 1 de la subestación Guatemala Sur.

Tabla XIX. **Datos del transformador. Medición 4**

Tipo de unidad	Autotransformador
Subestación a la que pertenece:	Guatemala Sur
Número de banco de transformación:	1
Tipo de unidad:	Reserva
Marca del fabricante:	Cenemesa/Westinghouse
Clasificación MVA:	25
Voltaje de transformación:	138/69 kV
Tipo de conexión:	YynD11
Tipo de enfriamiento:	OA/FA
Tipo de aislamiento:	Papel–Aceite
Galones de aceite:	2 830

Fuente: elaboración propia.

Tabla XX. **Datos grabados. Medición 4**

Cantidad total de puntos de datos:	135
Intervalo de toma de datos:	Cada 2 horas
Tiempo de inicio:	21/01/2019 8:27
Tiempo de parada:	1/02/2019 12:27
Tiempo de Duración:	12 días

Fuente: elaboración propia.

En la siguiente tabla se muestran parte de los valores de tendencia para los parámetros de humedad ppm, % de saturación relativa y temperatura en el aceite, obtenidos durante el periodo de medición del equipo que en su totalidad corresponden a 135 puntos de datos.

Tabla XXI. **Datos de tendencia obtenidos. Medición 4**

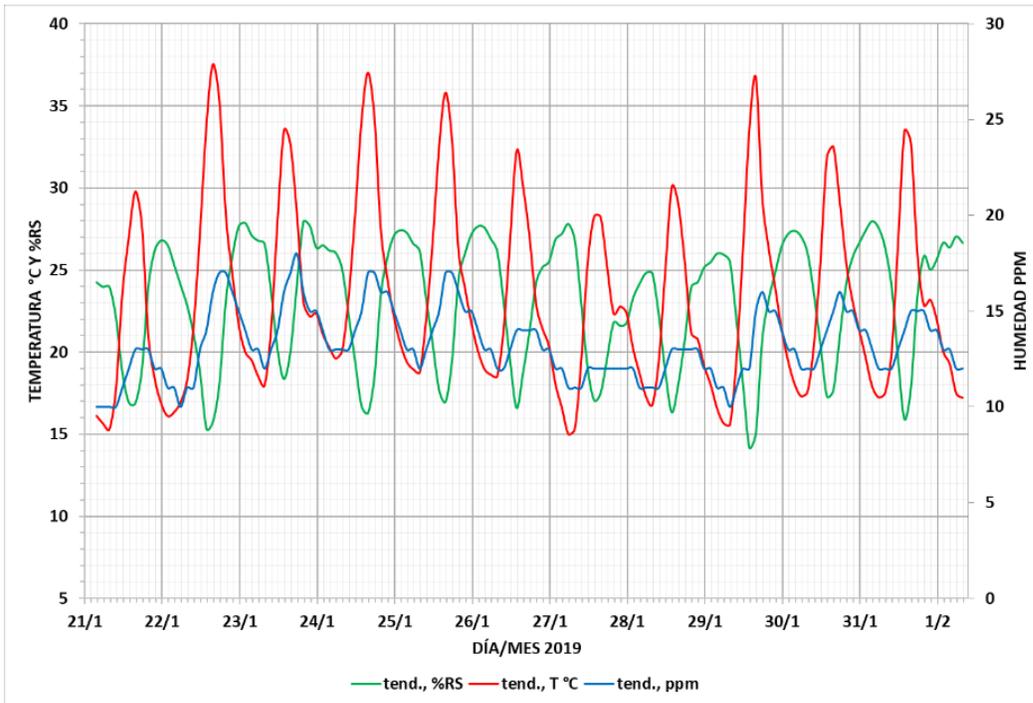
Puntos de Datos	Fecha y Hora	Tendencia Humedad PPM	Tendencia %SR	Tendencia Temperatura °C
1	21/01/2019 8:27	10	24,25	16,14
10	22/01/2019 2:27	12	26,2	18,4
20	22/01/2019 22:27	17	18,05	35,33
30	23/01/2019 18:27	16	18,36	33,52
40	24/01/2019 14:27	13	22,26	23,37
50	25/01/2019 10:27	13	26,6	18,98
60	26/01/2019 6:27	14	27,66	20,11
70	27/01/2019 2:27	13	25,17	21,44
80	27/01/2019 22:27	12	19,65	25,2
90	28/01/2019 18:27	13	16,33	30,07
100	29/01/2019 14:27	11	21,95	19,6
110	30/01/2019 10:27	12	27,05	17,34
120	31/01/2019 6:27	14	27,41	19,67
130	1/02/2019 2:27	14	25,02	23,22
135	1/02/2019 12:27	12	26,66	17,24

Fuente: elaboración propia.

5.6.1. **Análisis e interpretación de resultados**

Los datos de supervisión en línea mostrados en la tabla anterior fueron recopilados de manera resumida, sin embargo, los datos totales de la medición son graficados en figura 46. En el eje vertical principal se escalan las series de valores correspondientes a los parámetros de temperatura junto a los de saturación relativa, en el eje vertical secundario se escalan los datos de humedad ppm y en el eje horizontal se muestran las fechas correspondientes a las mediciones de cada uno de los puntos de datos.

Figura 46. Datos de supervisión en línea. Medición 4



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

La fluctuación que experimenta la temperatura entre el rango de 15 °C hasta los 37 °C, se debe a los cambios diarios de carga que presenta el transformador a lo largo del tiempo en que ha sido conectado el equipo, condición que impulsa al intercambio de humedad entre el aceite y el papel. Se alcanzan temperaturas altas porque se está tomando la medición de la parte superior de la cuba, sección que representa el punto más caliente del transformador.

Con el aumento de la temperatura, también crece junto a este parámetro la cantidad de agua ppm en el aceite; ocurre el mismo proceso, pero de forma decreciente, cuando la temperatura disminuye. La curva de saturación relativa es

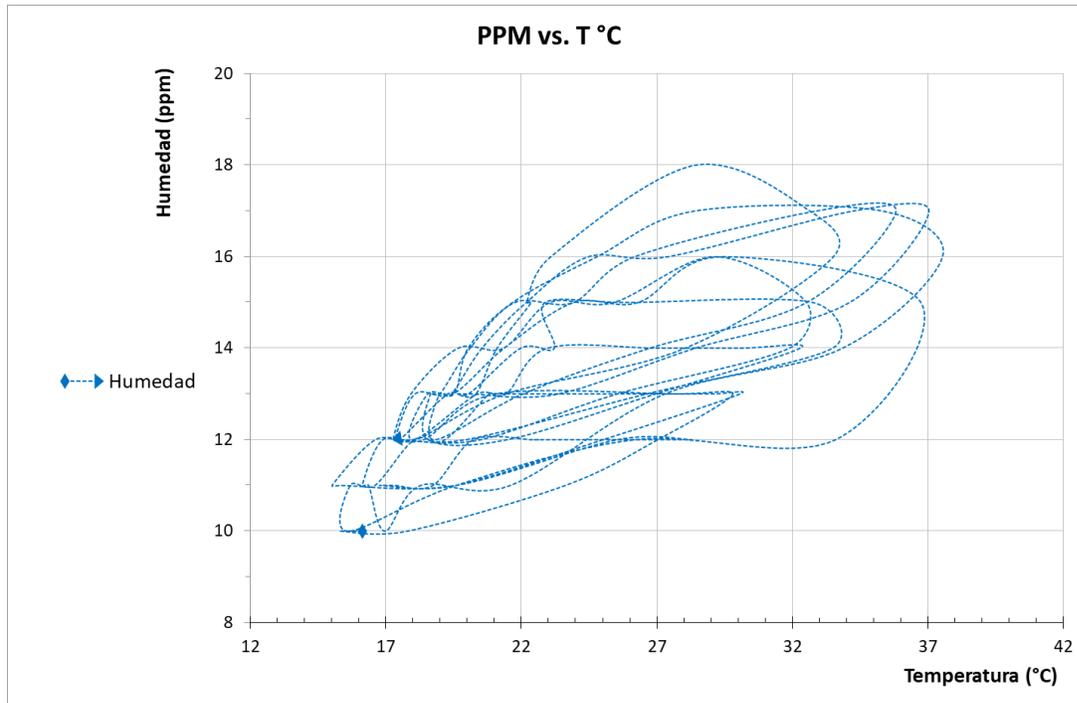
inversamente proporcional a la curva de temperatura y por ende a la curva de humedad ppm.

Los valores medidos de porcentaje de saturación relativa son muy altos, aproximadamente entre los 14 % a 27 %, con un promedio de 23 %, y según la norma ASTM D1533 el límite establecido es del 8 %, por lo cual, estos valores son inaceptables porque que se sobrepasa este límite.

La humedad en el aceite llega a valores muy altos, variando entre el rango de 10 a 18 ppm como se observa en el eje vertical de la siguiente curva de histéresis. Según el límite máximo de ppm establecido en la Norma IEEE Std. C57.106-2002 (2), esta unidad se encuentra en un estado crítico de humedad, porque se sobrepasan los 12 ppm.

Debido a que se sobrepasan los límites de saturación relativa y humedad en el aceite, se puede considerar que el aislamiento del transformador se encuentra en un estado húmedo. En estas condiciones, para un transformador húmedo con altas temperaturas, la variación de humedad en el aceite es claramente más amplia como se observa en la siguiente curva de histéresis.

Figura 47. **Histéresis de humedad ppm. Medición 4**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

- Estimación del contenido de humedad del aislamiento de papel

En esta medición, se observa que los datos de tendencia graficados en la figura 46 poseen un patrón de variación cambiante a lo largo del tiempo; por lo tanto, se divide la figura a la mitad en dos secciones iguales, extrayendo en cada una los valores máximos y mínimos de los tres parámetros medidos, para considerar los puntos más críticos que se presentan en el transcurso de la medición desde su inicio hasta su finalización.

Tabla XXII. **Datos para la estimación de humedad en el papel. Medición 4**

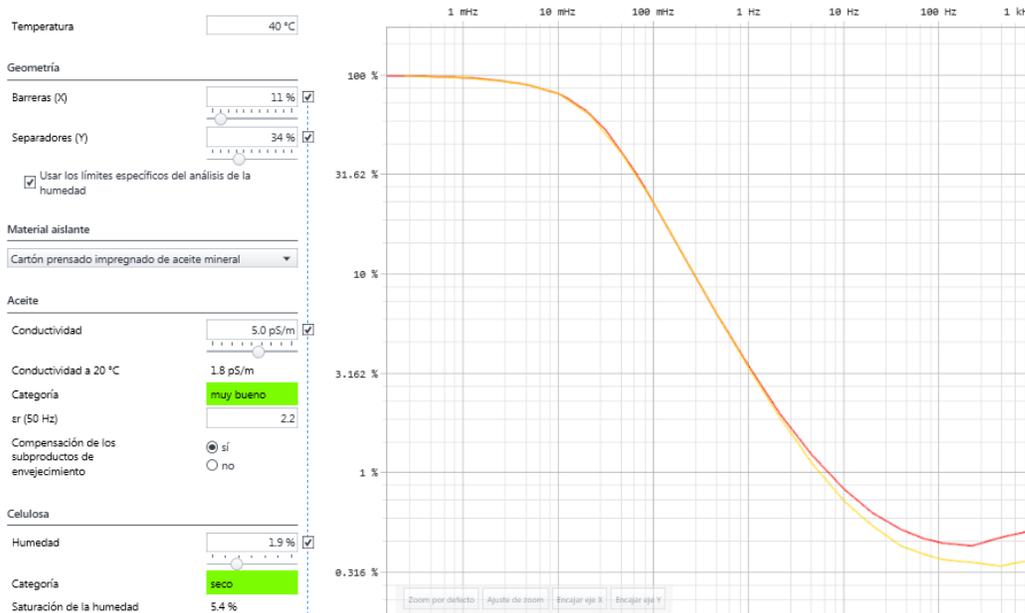
Datos de la primera mitad de la gráfica						
Temperatura	Máxima T °C	37,6	Mínima T °C	18	Promedios	28 °C
Saturación	Máxima % SR	27,9	Mínima % SR	15,3		22 %
Humedad	Máxima PPM	18	Mínima PPM	10		14 PPM
Datos de la segunda mitad de la gráfica						
Temperatura	Máxima T °C	36,8	Mínima T °C	17,3	Promedios	27 °C
Saturación	Máxima % SR	28	Mínima % SR	14,2		21 %
Humedad	Máxima PPM	16	Mínima PPM	10		13 PPM
Promedios totales de datos de la gráfica completa						
Temperatura:	27 °C		Saturación:	21 %		Humedad: 14 PPM
% De humedad en el papel según curva de equilibrio de Oommen						3,5 %

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

Empleando los promedios totales para calcular el porcentaje de humedad por peso seco en el papel, se obtiene un valor de 3,5 % y se puede considerar que el aislamiento de papel se encuentra con niveles de humedad inaceptables que sobrepasan con un exceso de 1,5 % el valor establecido en la norma.

Para confirmar el grado de humedad estimado se hace referencia a la medición de humedad con el método de respuesta dieléctrica. Estos resultados se muestran en la siguiente gráfica.

Figura 48. Gráfica de humedad. Medición 4



Fuente: elaboración propia, empleando Software DIRANA.

Con el método de respuesta dieléctrica, se obtienen resultados favorables tanto para la conductividad en el aceite, como para el porcentaje de humedad por peso seco en el papel.

Como se observa, este método reflejó una gran variación de resultados respecto a las condiciones de humedad que se obtuvieron de los datos obtenidos por el método empleado por el equipo Vaisala. Se debe a que ambos métodos midieron los parámetros de humedad a temperaturas promedio distintas, sin embargo, el método de medición en línea empleado por el equipo de instrumentación en estudio sigue siendo efectivo porque se tiene la ventaja de observar por un periodo de tiempo prolongado el patrón de variación de humedad presentado en los aislamientos.

- Cantidad de agua a extraer

Según los datos de la placa característica del transformador, la unidad contiene 2 830 galones de aceite que corresponden a 10 711,55 litros. Empleando el mismo procedimiento indicado en la medición no. 2, se calcula la cantidad de agua que se debe extraer del aceite aislante. La gravedad específica del aceite es de 0,865 y su masa correspondiente es de:

$$(10\,711,55 \text{ Litros}) * (0,865) = 9\,265,49 \text{Kg de aceite}$$

Utilizando la fórmula 5,2 de este capítulo, establecida por S.D. Myers para calcular el peso del aislamiento de papel, se sustituye la cantidad de galones de aceite y se obtiene el siguiente resultado:

$$W = 1,17 * (2\,830 \text{ galones}) = 3\,310,26 \text{ Libras} \cong 1\,501,25 \text{ Kg} \cong 1\,501,25 \text{ Litros}$$

Si la temperatura promedio del aceite es de 27 °C y el contenido de agua del aceite es de 14 ppm, el contenido de humedad del aislamiento de papel se estima en 3,5 %. El aislamiento de papel actualmente posee la siguiente cantidad de agua:

$$(1\,501,25 \text{ Litros}) * (3,5 \%) = 52,54 \text{ Litros de agua}$$

Según la norma IEEE se debe reducir el contenido de humedad en el papel hasta llegar a la cantidad de 2 %, por lo tanto, se debe extraer la siguiente cantidad de agua:

$$(52,54 \text{ Litros}) - ((1\,501,25 \text{ Litros}) * 2 \%) = 22,52 \text{ Litros de agua a extraer}$$

5.7. Resultados obtenidos medición núm. 5

La quinta medición se realizó el 13 de febrero de 2019. Para ello, se instaló el sensor del equipo en la válvula inferior de la cuba del transformador correspondiente al Banco 3, Fase S de la Subestación Guatemala Norte. Se escogió la válvula inferior por seguridad debido a que esta unidad no posee una válvula intermedia, y la válvula superior es cercana a los niveles de alta tensión.

Tabla XXIII. **Datos del transformador. Medición 5**

Tipo de unidad	Transformador
Subestación a la que pertenece	Guatemala Norte
Número de banco de transformación	3
Fase	S
Marca del fabricante	Ansaldo
Clasificación MVA	50
Voltaje de transformación	230/69 kV
Tipo de conexión	YNynd 11
Tipo de enfriamiento	ONAN/ONAF
Tipo de aislamiento	Papel-Aceite
Galones de aceite	5 700

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIV. **Datos grabados. Medición 5**

Cantidad total de puntos de datos	104
Intervalo de toma de datos	Cada 2 horas
Tiempo de inicio	13/02/2019 10:10
Tiempo de parada	22/02/2019 12:10
Tiempo de duración	10 días

Fuente: elaboración propia.

En la siguiente tabla se muestra parte de los valores de tendencia para los parámetros de humedad ppm, % de saturación relativa y temperatura en el aceite,

obtenidos durante el periodo de medición del equipo que en su totalidad corresponden a 104 puntos de datos.

Tabla XXV. **Datos de tendencia obtenidos. Medición 5**

Puntos de Datos	Fecha y Hora	Tendencia Humedad PPM	Tendencia %SR	Tendencia Temperatura °C
1	13/02/2019 22:10	5	7,3	24,34
10	14/02/2019 16:10	3	4,56	23,3
20	15/02/2019 12:10	2	4,04	18,58
30	16/02/2019 8:10	2	4,09	18,33
40	17/02/2019 4:10	2	3,95	19,78
50	18/02/2019 0:10	2	3,65	21,61
60	18/02/2019 20:10	3	3,42	29,07
70	19/02/2019 16:10	2	3,45	26,75
80	20/02/2019 12:10	2	3,75	19,64
90	21/02/2019 8:10	2	3,95	18,48
100	22/02/2019 4:10	2	3,88	20,04
104	22/02/2019 12:10	2	3,74	19,19

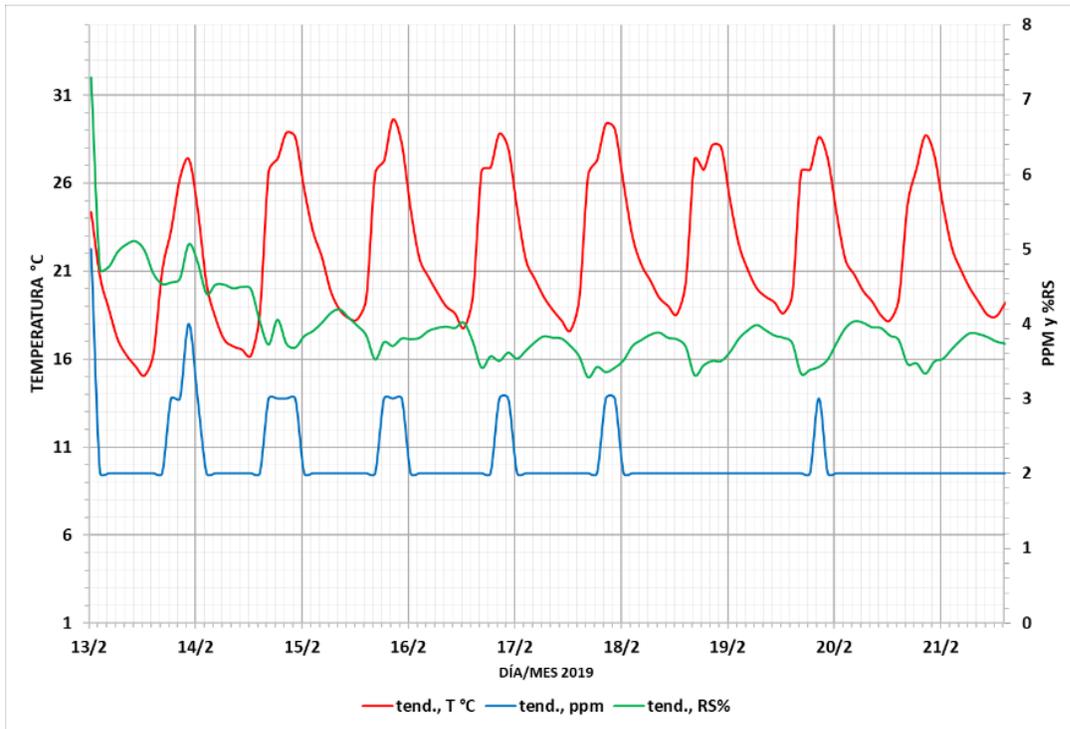
Fuente: elaboración propia.

5.7.1. Análisis e Interpretación de resultados

Los datos de supervisión en línea mostrados en la tabla anterior fueron recopilados de manera resumida, sin embargo, los datos totales de la medición son graficados en la siguiente figura.

En el eje vertical principal se escalan los datos de temperatura, en el eje vertical secundario se escalan los valores de los parámetros de humedad ppm junto con los de porcentaje de saturación relativa, y en el eje horizontal se muestran las fechas correspondientes a las mediciones de cada uno de los puntos de datos.

Figura 49. Datos de supervisión en línea. Medición 5



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

La fluctuación que experimenta la temperatura entre el rango de 15 °C hasta los 29 °C, se debe a los cambios diarios de carga que presenta el transformador a lo largo del tiempo en que se conectó al equipo. Aquí las temperaturas son levemente menores en comparación a las mediciones anteriores, porque se está tomando la medición de la parte inferior de la cuba, sección que representa el punto más frío del transformador.

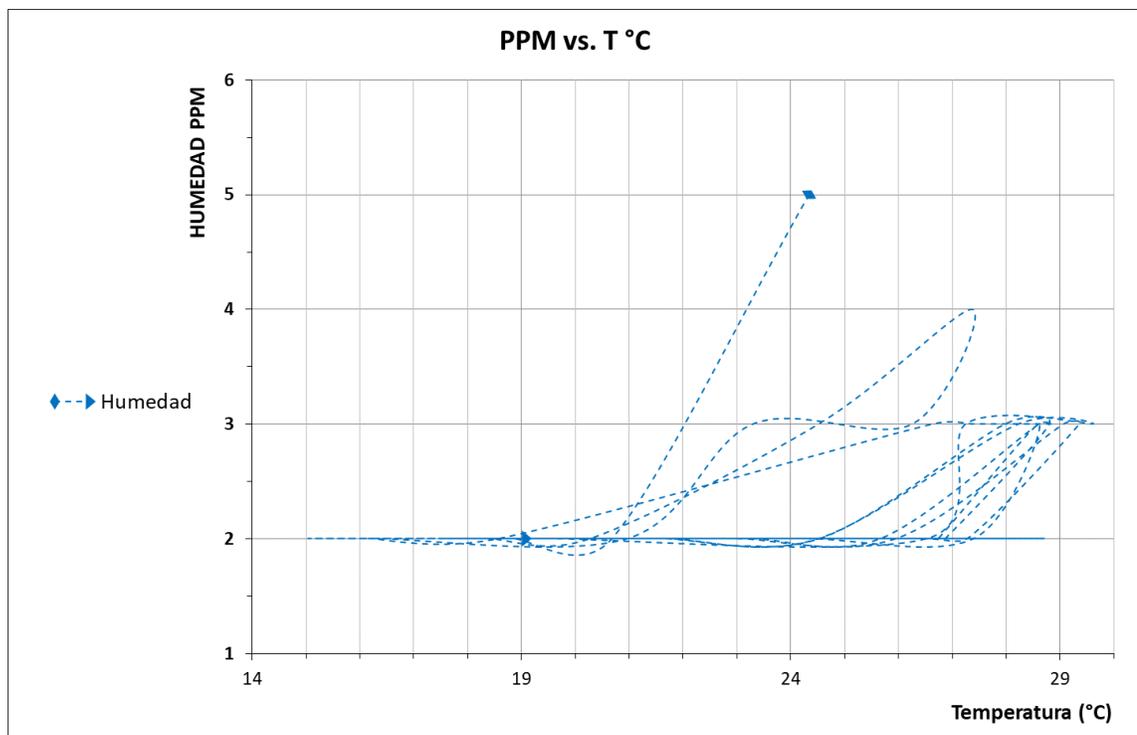
Tanto las curvas de temperatura como las de humedad aumentan/disminuyen proporcionalmente en sus respectivos valores, dado que el aceite es más soluble al agua a altas temperaturas. La curva de saturación

relativa es inversamente proporcional a la curva de temperatura y por ende a la curva de humedad ppm.

Los valores medidos respecto al parámetro de saturación relativa son demasiado bajos, aproximadamente entre 3 % a 5 %. La humedad en el aceite llega a valores muy pequeños, variando entre el rango de 2 a 5 ppm como se observa en el eje vertical de la siguiente curva de histéresis.

Estos dos parámetros en análisis adquieren valores muy pequeños por debajo de los límites establecidos y se debe a la colocación del sensor en la parte más baja del transformador.

Figura 50. **Histéresis de humedad ppm. Medición 5**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

Como consecuencia de la ubicación del sensor en estas condiciones, los valores de humedad detectados son muy bajos, haciendo que la curva de ppm no presente una variación muy significativa. Al realizar estas mediciones a temperaturas bajas, ocasionalmente, podrían no estar midiendo las condiciones reales del transformador.

Entonces, se podrá considerar que el aceite se encuentra en un estado seco y libre de humedad, aunque es necesario corroborar este estado mediante una nueva medición, empleando una válvula superior del transformador, cuando esto sea posible efectuarse.

- Estimación del contenido de humedad del aislamiento de papel

En esta medición se observa que los datos de tendencia graficados en la figura 49, poseen un patrón de variación casi uniforme a lo largo del tiempo, por lo tanto, siguiendo el procedimiento anteriormente adoptado, se divide la figura a la mitad en dos secciones iguales, extrayendo para cada una los valores máximos y mínimos de los tres parámetros medidos, para considerar los puntos más críticos que se presentan en el transcurso de la medición.

Tabla XXVI. **Datos para la estimación de humedad en el papel.**
Medición 5

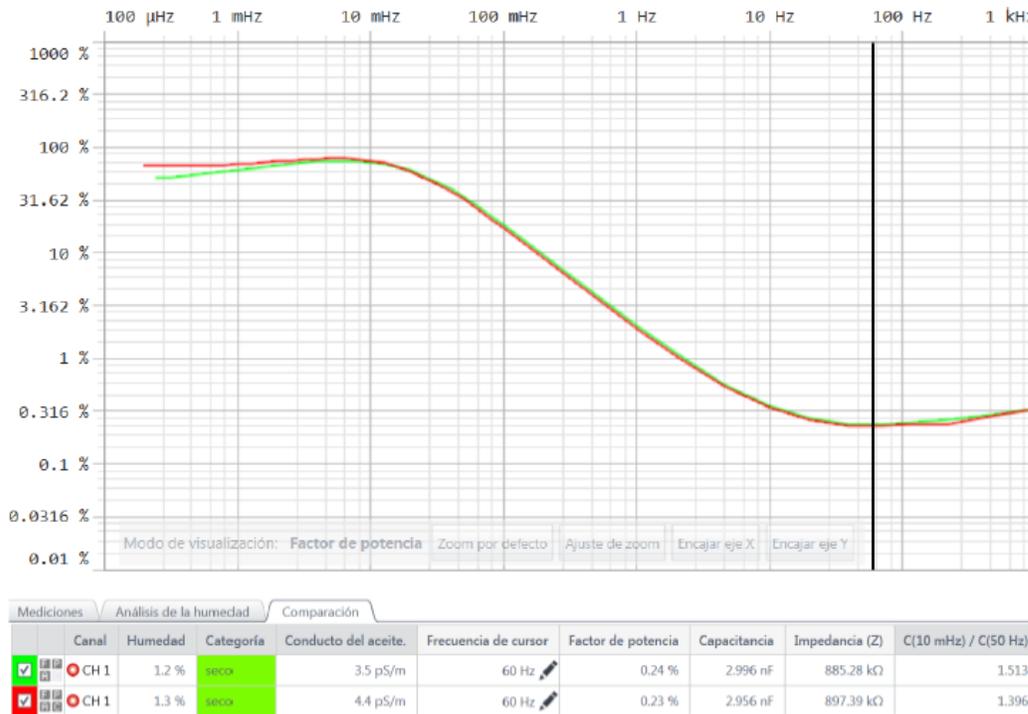
Datos de la primera mitad de la gráfica						
Temperatura	Máxima T °C	29,6	Mínima T °C	15,1	Promedios	22 °C
Saturación	Máxima % SR	5,1	Mínima % SR	3,4		4 %
Humedad	Máxima PPM	4	Mínima PPM	2		3 PPM
Datos de la segunda mitad de la gráfica						
Temperatura	Máxima T °C	29,1	Mínima T °C	18,2	Promedios	24 °C
Saturación	Máxima % SR	4	Mínima % SR	3,3		4 %
Humedad	Máxima PPM	3	Mínima PPM	2		3 PPM
Promedios totales de datos de la gráfica completa						
Temperatura:	23 °C	Saturación:		4 %	Humedad	3 PPM
% De humedad en el papel según curva de equilibrio de Oommen						1,8 %

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

Se emplearon los promedios totales para calcular el porcentaje de humedad por peso seco en el papel. El valor obtenido fue de 1,8 % y se puede considerar que el aislamiento de papel se encuentra con niveles de humedad aceptables, por debajo del 2 % como se establece en la norma. Según estas condiciones, no es requerido realizar un tratamiento de secado al aceite.

Para confirmar el grado de humedad estimado para esa unidad, se hace referencia a la medición de humedad con el método de respuesta dieléctrica, para corroborar si realmente se encuentra en un estado óptimo el aislamiento. Estos resultados se muestran en la siguiente gráfica:

Figura 51. Gráfica de humedad. Medición 5



Fuente: elaboración propia, empleando Software DIRANA.

Con el método de respuesta dieléctrica, se obtienen resultados favorables para el porcentaje de humedad por peso seco en el papel, proporcionando un valor de 1,3 % respecto a los 1,8 % estimados mediante las mediciones hechas por el equipo Vaisala. Esta pequeña desviación se debe a que se trabajó a temperaturas promedio distintas en ambos métodos. Por lo tanto, se confirma que el aislamiento de papel en el transformador se encuentra en buenas condiciones y libre de humedad, puesto que ambos métodos proporcionaron porcentajes de humedad por peso seco en el papel menor al 2 % establecido en la norma.

5.8. Resultados obtenidos medición núm. 6

La sexta medición se realizó el 27 de febrero de 2019. Para ello, se instaló el sensor del equipo en la válvula inferior de la cuba del transformador correspondiente al Banco 2, Fase S de la Subestación Guatemala Este. Se escogió la válvula inferior, porque esta unidad carece de una válvula intermedia o superior accesibles para la instalación del equipo.

Tabla XXVII. **Datos del transformador. Medición 6**

Tipo de unidad	Transformador
Subestación a la que pertenece	Guatemala Este
Número de banco de transformación	2
Fase	S
Marca del fabricante	Crompton Greaves
Clasificación MVA	65
Voltaje de transformación	230/69kV
Tipo de conexión	YNynd11
Tipo de enfriamiento	ONAN/ONAF
Tipo de aislamiento	Papel-Aceite
Galones de aceite	7740

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXVIII. **Datos grabados. Medición 6**

Cantidad total de puntos de datos	135
Intervalo de toma de datos	Cada 2 horas
Tiempo de inicio	27/02/2019 6:26
Tiempo de parada	10/03/2019 10:26
Tiempo de duración	12días

Fuente: elaboración propia.

En la siguiente tabla se muestran los valores de tendencia para los parámetros de humedad ppm, % de saturación relativa y temperatura en el aceite,

obtenidos durante el periodo de medición del equipo que en su totalidad corresponden a 135 puntos de datos.

Tabla XXIX. **Datos de tendencia obtenidos. Medición 6**

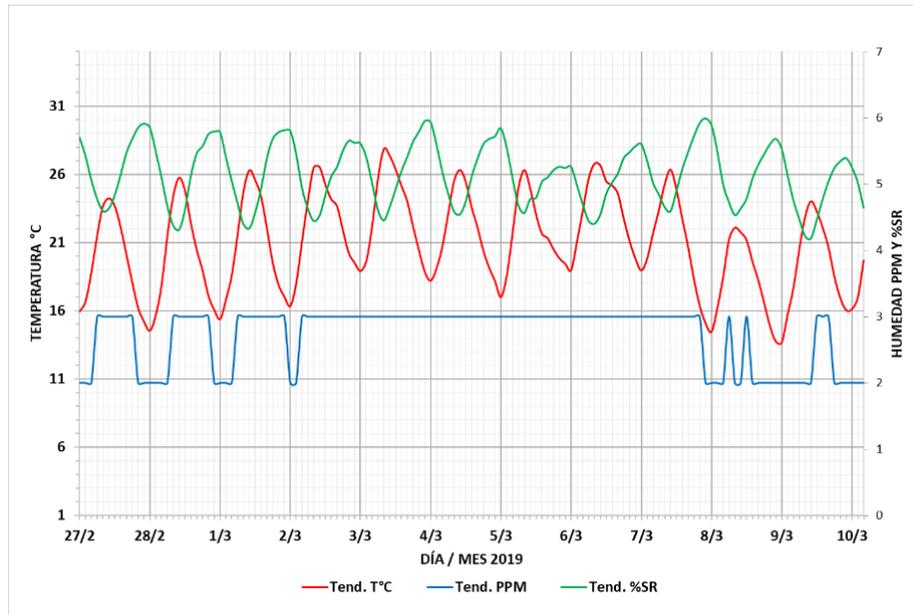
Puntos de datos	Fecha y Hora	Tendencia Humedad ppm	Tendencia %SR	Tendencia T°C
1	27/02/2019 6:26	2	5,7	15,94
10	28/02/2019 0:26	3	5,68	18,07
20	28/02/2019 20:26	3	5,12	22,45
30	1/03/2019 16:26	3	4,33	26,3
40	2/03/2019 12:26	3	4,63	24,06
50	3/03/2019 8:26	3	5,4	19,63
60	4/03/2019 4:26	3	5,95	18,85
70	5/03/2019 0:26	3	5,6	20,4
80	5/03/2019 20:26	3	5,03	21,65
90	6/03/2019 16:26	3	4,54	26,65
100	7/03/2019 12:26	3	4,84	23,35
110	8/03/2019 8:26	2	5,49	16,19
120	9/03/2019 4:26	2	5,68	13,73
130	10/03/2019 0:26	2	5,24	18,5
135	10/03/2019 10:26	2	4,64	19,68

Fuente: elaboración propia.

5.8.1. Análisis e interpretación de resultados

Los datos de supervisión en línea mostrados en la tabla anterior fueron recopilados de manera resumida, sin embargo, los datos totales de la medición son graficados en la siguiente figura. En el eje vertical principal se escala los datos de temperatura, en el eje vertical secundario se escalan los valores de los parámetros de humedad ppm junto con los de porcentaje de saturación relativa y en el eje horizontal se muestran las fechas correspondientes a las mediciones de cada uno de los puntos de datos.

Figura 52. Datos de supervisión en línea. Medición 6



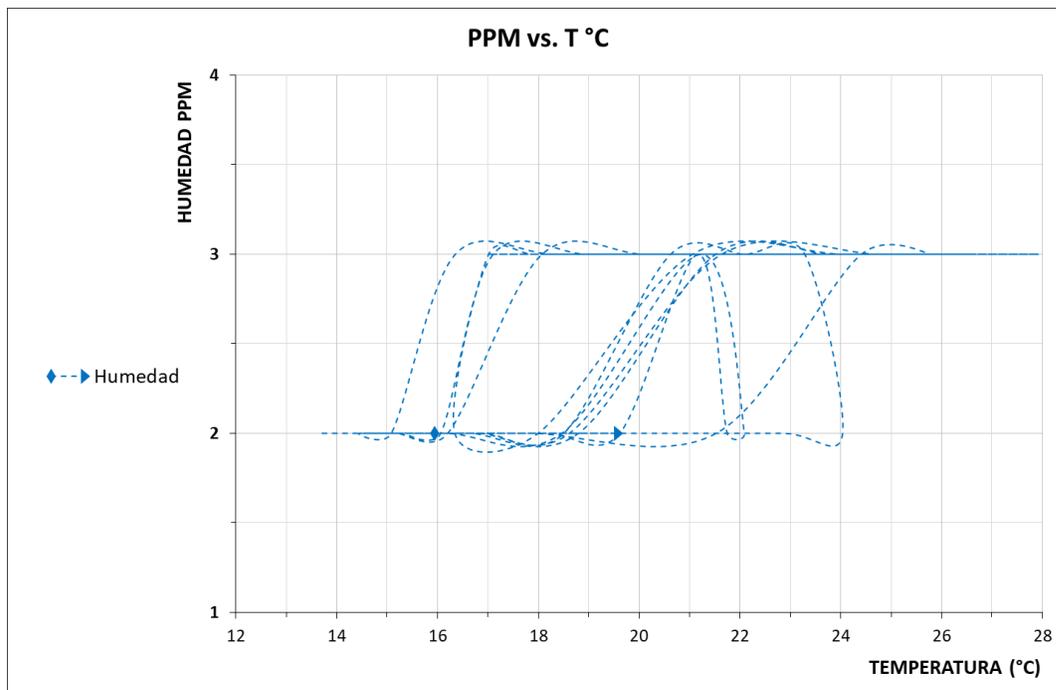
Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

La fluctuación que experimenta la temperatura entre el rango de 13 °C hasta los 28 °C, se debe a los cambios diarios de carga que presenta el transformador a lo largo del tiempo en que fue conectado el equipo. Aquí las temperaturas son menores en comparación a las mediciones anteriores, porque se está tomando la medición de la parte inferior de la cuba, sección que representa uno de los puntos más fríos del transformador.

Los valores medidos respecto al parámetro de saturación relativa son demasiado bajos, aproximadamente entre 4 % a 6 %. La humedad en el aceite llega a valores muy pequeños, variando solamente entre los valores de 2 y 3 ppm; el comportamiento de esta curva es prácticamente lineal. Los valores de humedad detectados son muy bajos, como se observa en la siguiente curva de

histéresis, esto como consecuencia a la ubicación del sensor en la parte más baja del transformador.

Figura 53. **Histéresis de humedad ppm. Medición 6**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

Según el análisis de los datos obtenidos, se podría concluir que el aceite se encuentra en un estado seco, libre de humedad, aunque es necesario corroborar este estado mediante una nueva medición realizada en una válvula superior del transformador, siempre que sea posible realizarlo, porque cuando se realizan estas mediciones a temperaturas bajas, ocasionalmente, puede que no se estén midiendo las condiciones reales de humedad del transformador.

- Estimación del contenido de humedad del aislamiento de papel

En esta medición se observa que los datos de tendencia graficados en la figura 52 poseen un patrón de variación casi uniforme a lo largo del tiempo; por lo tanto, se divide la figura a la mitad en dos secciones iguales, extrayendo para cada una los valores máximos y mínimos de los tres parámetros medidos, para considerar los puntos más críticos que se presentan en el transcurso de la medición, desde su inicio hasta su finalización.

Tabla XXX. **Datos para la estimación de humedad en el papel.**
Medición 6

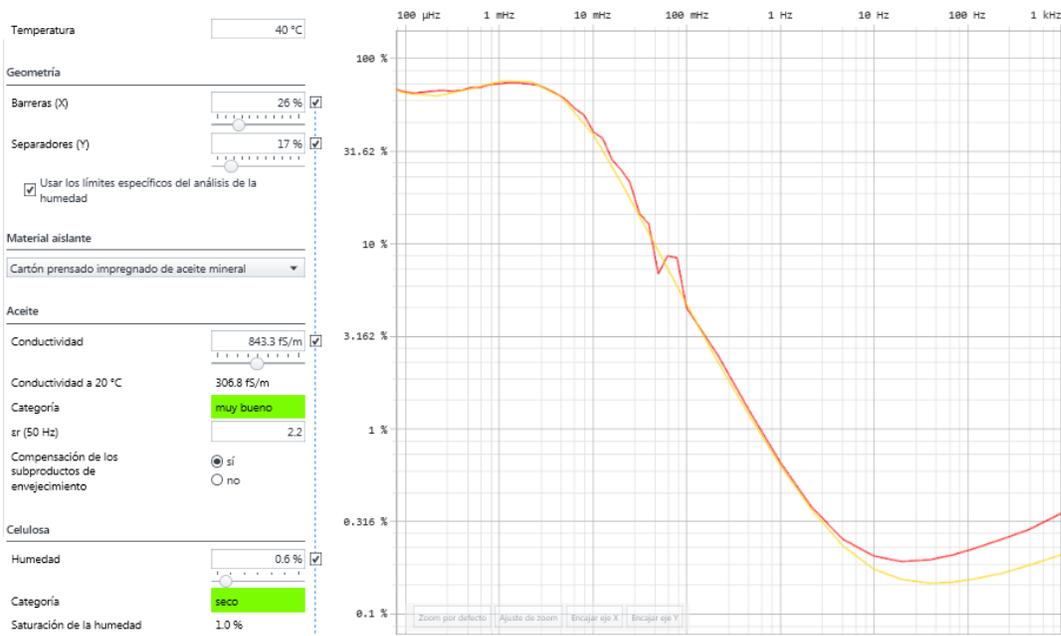
Datos de la primera mitad de la gráfica						
Temperatura	Máxima T °C	27,9	Mínima T °C	14,5	PROMEDIOS	21 °C
Saturación	Máxima % SR	6	Mínima % SR	4,3		5 %
Humedad	Máxima PPM	3	Mínima PPM	2		3 PPM
Datos de la segunda mitad de la gráfica						
Temperatura	Máxima T °C	26,7	Mínima T °C	13,7	PROMEDIOS	20 °C
Saturación	Máxima % SR	6	Mínima % SR	4,2		5 %
Humedad	Máxima PPM	3	Mínima PPM	2		3 PPM
Promedios totales de datos de la gráfica completa						
Temperatura:	21 °c		Saturación:	5 %		Humedad: 3 PPM
% De humedad en el papel según curva de equilibrio de Oommen						1,9 %

Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2016.

Se emplearon los promedios totales para calcular el porcentaje de humedad por peso seco en el papel. Esto da un valor de 1,9 % y se puede considerar que el aislamiento de papel se encuentra con niveles de humedad aceptables que están por debajo del 2 % como se establece en la norma. Con base en estas condiciones, no es necesario realizar un tratamiento de secado al aceite.

Para confirmar el grado de humedad estimado para esa unidad, se hace referencia a la medición de humedad con el método de respuesta dieléctrica, para corroborar si realmente se encuentra en un estado óptimo el aislamiento. Estos resultados se muestran en la siguiente gráfica:

Figura 54. Gráfica de humedad. Medición 6



Fuente: elaboración propia, empleando Software DIRANA.

Con el método de respuesta dieléctrica, se obtienen resultados muy favorables tanto para la conductividad en el aceite como para el porcentaje de humedad por peso seco en el papel. Este último parámetro proporciona un valor muy bajo de 0,6 % respecto a los 1,9 % estimado mediante las mediciones hechas por el equipo Vaisala. Esta desviación entre ambos resultados se debe a que se trabajó a distintas temperaturas promedio en los dos métodos y principalmente a que la sonda del transmisor se conectó en la parte baja del

transformador, por lo que posiblemente no se estuvo midiendo realmente las condiciones reales del aislamiento del transformador.

Por lo tanto, se confirma que el aislamiento de papel se encuentra en buenas condiciones y libre de humedad, puesto que en ambos métodos se obtuvo un porcentaje de humedad por peso seco menor al 2 % establecido en la norma.

CONCLUSIONES

1. El registro continuo y promediado largo de los valores de humedad recibidos de los sistemas de medición en línea, permite ver los verdaderos patrones de humedad en los transformadores de potencia, de esta forma se integra en la medición las constantes variaciones de temperatura y se contribuye al cálculo de un valor más representativo del contenido de humedad en el papel con relación a las mediciones que toman una sola muestra de aceite que se ven afectadas por el efecto de histéresis de humedad durante el estado dinámico del transformador.
2. Uno de los principales factores que aumentan el riesgo de formación de burbujas, así como la disminución de la resistencia dieléctrica en el aceite aislante, es la humedad excesiva. El papel aislante envejece conforme adquiere más humedad y es imposible recuperarlo. Esto provoca una reducción en la vida útil del transformador. En un transformador húmedo, la variación de humedad en el aceite es claramente más amplia en comparación a uno que esté en estado seco, este patrón se logró observar en las mediciones realizadas.
3. Para confirmar el grado de humedad de un transformador de potencia, se realiza una medición mediante respuesta dieléctrica, dado que este método no requiere de esperar una condición de equilibrio, de realizar un muestreo de aceite, ni manipular a este último, por lo que el método se vuelve fiable y de gran repetitividad.

4. El sensor que incorpora la sonda del transmisor debe instalarse en un lugar donde esté en contacto directo con el aceite. Se tiene que buscar la parte donde se encuentre el aceite más representativo de la operación del transformador, idealmente, en las válvulas que van sobre la tubería superior que conecta del transformador hacia los radiadores, que corresponde a la línea de circulación de enfriamiento del aceite. Con los datos obtenidos en esta ubicación, se pueden efectuar los cálculos más adecuados para la determinación y estimación de los resultados.

5. En condiciones normales de operación, un transformador de potencia, a lo largo de su vida, puede aumentar su contenido de humedad en un promedio de 0,1 % anual de manera natural. El grado de humedad en un transformador nuevo debe ser 0,5 % o un poco menos. Para los transformadores de la fase T del banco 2 y la unidad de reserva, ambos de la subestación Guatemala Sur, los cuales fueron fabricados en el año de 1969, puede considerarse una condición de humedad generada de manera natural. La humedad del aceite en ppm en función de la temperatura, ofrecen una mejor visión de la cantidad de agua disponible para el proceso de intercambio de humedad entre la superficie del papel con el aceite, proceso que es impulsado por los cambios presentados en la carga conectada al transformador y la temperatura ambiente.

RECOMENDACIONES

1. El patrón específico de dinámica de humedad que se recibe de las mediciones de monitoreo de humedad en línea se puede usar como una entrada para la guía de carga operativa. Con esta guía, es posible evaluar la utilidad y la efectividad de los secadores en línea, a partir de la cantidad de agua disponible en el aceite durante diversas condiciones de carga del transformador de potencia. Se debe tener en cuenta que los procesos de secado en línea son considerablemente lentos para hacer llegar el nivel de humedad al límite establecido.
2. La humedad con el oxígeno hace que el aislamiento de papel se descomponga mucho más rápido de lo normal y forme ácidos, lodos y humedad, entre otros. Por eso, para prolongar la vida de operación de los transformadores de potencia deben mantenerse tan secos y libres de oxígeno como sea posible, mediante la detección temprana de estos componentes.
3. Los valores de humedad difieren entre la parte superior y la parte inferior de los transformadores. Por esta razón, la forma más recomendable de realizar las mediciones es utilizando dos sensores de humedad, uno en la parte superior y otro en la parte inferior, donde ambos se deben encontrar funcionando al mismo tiempo, mediante dos equipos de instrumentación distintos. Los datos de humedad podrían estimarse dinámicamente, mediante los promediados de la parte superior e inferior del transformador. Adicionalmente, para confirmar el grado de humedad, es importante considerar otro método de medición paralelo, como es la

respuesta dieléctrica, en el cual se tiene la ventaja de que no es dependiente de una condición de equilibrio, pero si es dependiente de tener desenergizado el transformador.

4. El sensor de humedad debe instalarse idealmente en la parte superior de la cuba, sección que representa el punto más caliente. Debe haber un flujo de aceite para que haya una mejora significativa del tiempo de respuesta del sensor. La ubicación del sensor en la tubería de enfriamiento superior tan cerca del tanque como sea posible, da los resultados más representativos. En la medida de lo posible, se debe evitar colocar el sensor en la parte inferior del tanque del transformador si no es evidente que existe un verdadero intercambio de aceite. Sin el flujo de aceite en la parte inferior, el sensor podría estar midiendo solo los lodos, no las condiciones reales.

5. Puede existir algún grado de error en la estimación del porcentaje de humedad por peso seco en el papel mediante la curva de equilibrio de Oommen para valores muy bajos de temperaturas, dado que, observando dicha gráfica, para valores muy pequeños, al inicio las curvas de equilibrio se tornan muy pronunciadas verticalmente, donde un pequeño cambio de humedad en el eje X, provoca un cambio considerable en el eje Y. Por eso, para obtener resultados más precisos y confiables, que la medición se realice a temperaturas altas en la medida de lo posible. Sin embargo, aunque la medición se lleve a cabo a temperaturas bajas, este método de medición con el equipo Vaisala es efectivo, porque nos da una idea clara sobre el patrón de humedad que presenta el aislamiento.

BIBLIOGRAFÍA

1. ALTMANN. *ADT Mini On-Power Dehydration of Transformers*. República Checa: Altmann Recovery Systems, 2015. 8 p.
2. ALVES, Marcos; VASCONSELLOS, Vagner. *Monitoreo de la humedad en el aceite aislante de transformadores de potencia buscando el aumento de la confiabilidad operativa*. Paraguay: Comité Nacional Paraguayo, 2008. 9 p.
3. ANGLHUBER, Martin; KRÜGER, Michael. *Análisis dieléctrico de transformadores de potencia de alta tensión*. Austria: OMICRON Electronics, 2016. 14 p.
4. AUBIN, Jacques; SPARLING, Brian. *Moisture in paper assessment from continuous monitoring of moisture in oil*. Canada: GE Energy, 2019. 6 p.
5. AZIS, Norhafiz; WANG, Zhongdong; JARMAN, Paul. *Examining paper ageing in service*. [en línea]. <https://www.researchgate.net/publication/260392361_Examining_paper_ageing_in_service>. [Consulta: 19 de mayo de 2019].
6. CARCEDO HAYA, Juan. *Aportaciones al estudio del envejecimiento de componentes dieléctricos en Transformadores de Potencia*. España: Universidad de Cantabria, 2015. 133 p.

7. CHAPMAN, Stephen. *Máquinas eléctricas*. 5a ed. México: McGraw-Hill, 2012. 521 p.
8. FITZGERALD, A.E. KINGSLEY, Charles; UMANS, Stephen. *Máquinas eléctricas*. 6a ed. México: McGraw-Hill, 2009. 675 p.
9. FLORIAN, Predi; ANGLHUBER, Martin; FREIBURG, Michael. *Mediciones de diagnóstico en transformadores de medida*. Austria: OMICRON Electronics, 2017. 19 p.
10. FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. 5a ed. España: McGraw-Hill, 2003. 769 p.
11. GALLO MARTÍNEZ, Ernesto. *Diagnóstico y mantenimiento a transformadores en campo*. 2a ed. Colombia: Transequipos. 2010. 137 p.
12. GARCÍA GÓMEZ, Diego Fernando. *Determinación de coeficientes de difusión de humedad en papeles aislantes de transformador*. España: Universidad Carlos III de Madrid, 2012. 252 p.
13. GARIJO RESINO, Víctor. *Determinación de las curvas de equilibrio de humedad en el sistema papel-aceite de transformadores*. España: Universidad Carlos III de Madrid, 2014. 85 p.
14. GROUP ABB. *Service handbook for transformers*. Suiza: ABB Management Services Ltd., 2006. 213 p.

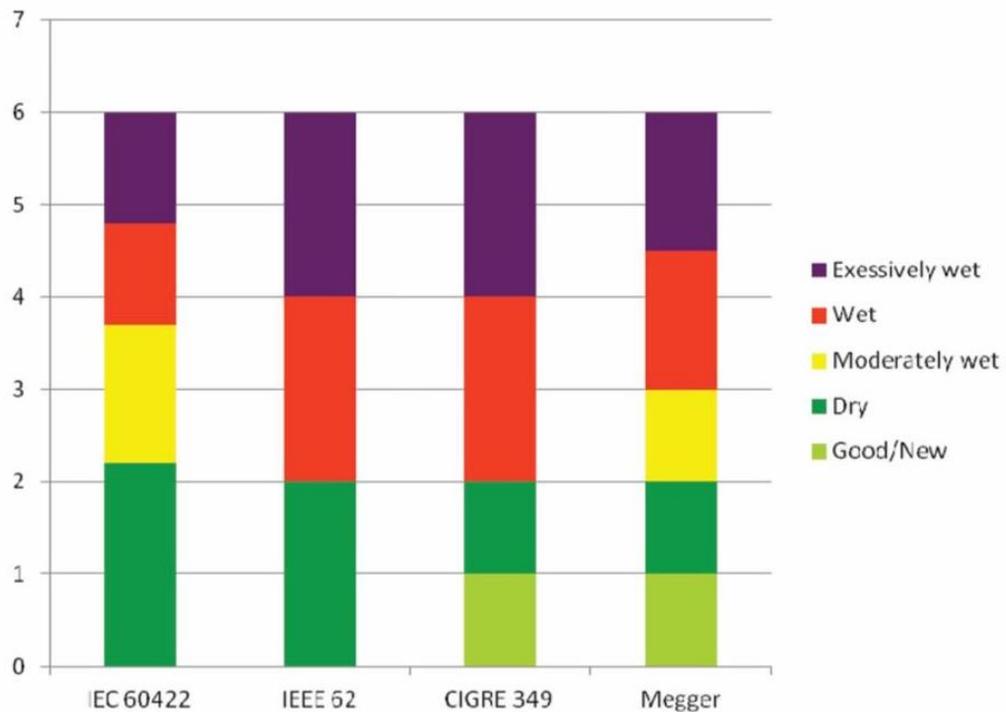
15. IEEE Standards Association. *IEEE Std C57.106-2002 Guide for acceptance and maintenance of insulating oil equipment*. [en línea]. <https://standards.ieee.org/standard/C57_106-2002.html>. [Consulta: 19 de mayo de 2019].
16. _____. *IEEE Std C57.91-1995 Guide for loading mineral-oil-immersed transformers*. [en línea]. <https://standards.ieee.org/standard/C57_91-1995.html>. [Consulta: 19 de mayo de 2019].
17. _____. *IEEE Std. 62-1995 Guide for diagnostic field testing of electric power apparatus*. [en línea]. <<https://standards.ieee.org/standard/62-1995.html>>. [Consulta: 19 de mayo de 2019].
18. Instituto Nacional de Electrificación, INDE. *La energía que mueve el desarrollo*. [en línea]. <<http://inde.gob.gt/>>. [Consulta: enero 2019].
19. KOCH, Maik. *Improved determination of moisture in oil-paper-insulations by specialised moisture equilibrium charts*. Alemania: Universidad de Stuttgart – XIV International Symposium on High Voltage Engineering, 2005. 6 p.
20. LEIVO, Senja y LEPPÄNEN, Jukka. *Transformer's moisture assessment with online monitoring*. Lyon: CIRED 23rd. International Conference on Electricity Distribution, 2015. 5 p.
21. LELEKAKIS, Nick; WIJAYA, Jaury; MARTIN, Daniel. *A field study of two online dry-out methods for power transformers*. Australia: IEEE Electrical Insulation Magazine, 2012. 8 p.

22. MAYA IZURIETA, Néstor Xavier; VÁSQUEZ RESTREPO, Luis Alberto. *Pruebas de transformadores, espectroscopía en el dominio de la frecuencia y método de análisis de respuesta por barrido de frecuencia*. Ecuador: INGENIUS, 2011. 55 p.
23. MEGGER. *Humedad en transformadores de potencia*. [en línea]. <http://oropezaingenieros.com/mediaR/images/TLM1_Humedad%20en%20Transformadores%20de%20Potencia_es_V03%20R1.pdf>. [Consulta: 10 de noviembre de 2018].
24. Ministerio de Trabajo y Previsión Social. *Acuerdo Gubernativo: Reglamento de Salud y Seguridad Ocupacional 229-2014*. [en línea]. <<https://www.mintrabajo.gob.gt/index.php/documentacion/leyes-ordinarias>>. [Consulta: 26 de marzo de 2020].
25. MYERS, S.; HORNING, M.; KELLY, J.; STEBBINS, R. *Guía para el Mantenimiento del transformador*. 3a ed. Estados Unidos: Transformer Maintenance Institute (TMI) – S.D. Myers Inc, 2005. 437 p.
26. Noria Latín América. *Determinación de agua mediante el método Karl Fischer*. [en línea]. <<http://noria.mx/lublearn/determinacion-de-agua-mediante-el-metodo-karl-fischer/>>. [Consulta: diciembre de 2018].
27. _____. *Límites de saturación de humedad de lubricantes y fluidos hidráulicos*. [en línea]. <<http://noria.mx/lublearn/limites-de-saturacion-de-humedad-de-lubricantes-y-fluidos-hidraulicos/>>. [Consulta: enero de 2019].

28. OMICRON Electronics. *DIRANA: manual de usuario*. [en línea]. <<https://www.omicronenergy.com/es/productos/dirana/documents/>>. [Consulta: febrero de 2019]
29. VAISALA. *Humedad en el aceite expresada como actividad hídrica*. Finlandia: Vaisala, 2009. 222 p.
30. _____. *Monitoreo de la humedad en línea para transformadores de corriente*. Finlandia: Vaisala, 2017. 112 p.
31. _____. *Sensor Vaisala HUMICAP® para medir humedad relativa*. Finlandia: Vaisala, 2012. 215 p.
32. _____. *User's Guide moisture and temperature transmitter for oil MMT330*. Finlandia: Vaisala Oyj, 2015. 219 p.
33. VIZCAÍNO MORENO, Lorena. *Influencia de la humedad y la temperatura en las características dieléctricas del papel kraft*. España: Universidad Carlos III de Madrid, 2009. 131 p.
34. WILKINSON, M.D.; DYER, P. *Continuous moisture management: extending transformer service life*. Reino Unido: CIRED - 24 Seven Utility Services Ltd. UK, 2001. 6 p.

ANEXOS

Anexo 1. **Comparación de los límites de evaluación de humedad por peso seco en el aislamiento de papel establecidos por distintas normas técnicas**



Fuente: MEGGER. *Estimating moisture in power transformers.*

<https://www.ee.co.za/article/estimating-moisture-power-transformers.html>. Consulta: 5 de octubre de 2019.

Anexo 2. **Reglamento de salud y seguridad ocupacional. Acuerdo gubernativo número 229-2014 y sus reformas 33-2016**

En el apartado 5.2.1. del capítulo 5 de este trabajo se indica lo siguiente: *“Para la instalación del equipo de instrumentación Vaisala, se respetaron todas las normas de seguridad establecidas por parte de ETCEE-INDE, siguiendo sus protocolos internos establecidos”*, esto debido a que la instalación de este equipo en una válvula del transformador de potencia en operación, conlleva un riesgo totalmente real, el cual si no se aplican las precauciones necesarias, puede ocurrir una descarga eléctrica parcial hacia la persona que está ejecutando dicha actividad, así como el derramamiento accidental de aceite en el rostro, que en el peor de los casos puede llegar a producir cáncer en la piel.

Por lo tanto, como un complemento aplicable a estas normas de seguridad mencionadas en este apartado, se describe el Reglamento de Salud y Seguridad Ocupacional, que corresponde al Acuerdo Gubernativo Número 229-2014 con sus Reformas 33-2016, donde se especifica lo siguiente:

Reglamento de Salud y Seguridad Ocupacional

- Considerando

Que el Estado a través del Instituto Guatemalteco de Seguridad Social, el Ministerio de Trabajo y Previsión Social y demás instituciones del Sector dentro del ámbito de su competencia con la colaboración de las empresas públicas y privadas, desarrollarán acciones tendientes a conseguir ambientes saludables y seguros en el trabajo para la prevención de enfermedades ocupacionales, atención de las necesidades específicas de los trabajadores y accidentes en el trabajo.

Continuación del anexo 2.

- Disposiciones generales

Este es un reglamento que tiene por objeto regular las condiciones generales de Salud y Seguridad Ocupacional, en las cuales deben ejecutar sus labores los trabajadores de entidades y patronos privados, del Estado, de las municipalidades y de las instituciones autónomas, semiautónomas y descentralizadas con el fin de proteger la vida, la salud y su integridad, en la prestación de sus servicios.

- Artículos aplicables

Con base al tipo de trabajo o actividades que se realizan en empresas transportistas de energía eléctrica en Guatemala, se hace necesario mencionar los apartados y artículos aplicables que le competen a empresas de esta índole. Por lo tanto, a continuación, se mencionan de manera general los artículos aplicables de esta norma:

Continuación del anexo 2.

Tabla A. **Apartados y artículos aplicables que le competen a empresas**

Apartado	Artículos aplicables
Prevención y extinción de incendios	109, 110, 130-142
Agentes cancerígenos	220-229
Equipo de protección personal	230-236
Protección de la cara	237-241
Protección de la vista	242-243
Protección de las extremidades inferiores	249-253
Protección de las extremidades superiores	254-255
Protección contra contactos en las instalaciones y equipos eléctricos	306-309
Inaccesibilidad a las instalaciones eléctricas	310-315
Conductores eléctricos	327-332
Interruptores y corta circuitos de baja tensión	333-337
Equipos y herramientas eléctricas portátiles	338-343
Trabajos en instalaciones de alta tensión	344-347
Seccionadores, interruptores, transformadores, condensadores estáticos, alternadores y motores síncronos de alta tensión	348-352
Trabajos en proximidad de instalaciones de alta tensión en servicio	353-354
Reposición del servicio al terminar un trabajo en una instalación de alta tensión	355-356
Trabajos en instalaciones de baja tensión	357-359
Líneas eléctricas aéreas	360-364
Redes subterráneas y de tierra	365-369

Fuente: Reglamento de Salud y Seguridad Ocupacional. *Acuerdo gubernativo número 229-2014 y sus reformas 33-2016*. <https://dgps-ssso.mintrabajo.gob.gt/files/REGLAMENTO.pdf>. Consulta:

26 de marzo de 2020.