



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

**PROPUESTA DE UN PROTOCOLO DE PRUEBAS DE RUTINA EN
CAMPO PARA TRANSFORMADORES PRINCIPALES DE LA
PLANTA GENERADORA, HIDROELÉCTRICA CHIXOY**

Sergio Armando López Pineda

Asesorado por el Ing. Javier Alejandro Coronado Fernández

Guatemala, agosto de 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE UN PROTOCOLO DE PRUEBAS DE RUTINA EN
CAMPO PARA TRANSFORMADORES PRINCIPALES DE LA
PLANTA GENERADORA, HIDROELÉCTRICA CHIXOY**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

SERGIO ARMANDO LÓPEZ PINEDA

ASESORADO POR EL ING. JAVIER ALEJANDRO CORONADO FERNÁNDEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Narda Lucía Pacay Barrientos
VOCAL V	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Victor Manuel Ruiz Hernández
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
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:

PROPUESTA DE UN PROTOCOLO DE PRUEBAS DE RUTINA EN CAMPO PARA TRANSFORMADORES PRINCIPALES DE LA PLANTA GENERADORA, HIDROELÉCTRICA CHIXOY

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


Sergio Armando López Pineda

Guatemala, junio 26 de 2015

Ingeniero
Francisco Javier González López
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Mecánica Eléctrica
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero González:

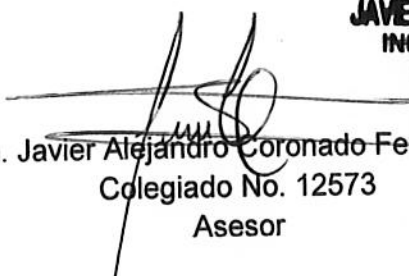
Reciba un atento y cordial saludo, de acuerdo con la designación de mi persona en asesorar el trabajo de graduación desarrollado por el estudiante Sergio Armando López Pineda, carnet No. 2009-15289, titulado: "**PROPUESTA DE UN PROTOCOLO DE PRUEBAS DE RUTINA EN CAMPO PARA TRANSFORMADORES PRINCIPALES DE LA PLANTA GENERADORA, HIDROELÉCTRICA CHIXOY**"; encontrándolo satisfactorio en su contenido y elaboración, y en función de los parámetros de evaluación establecidos, por medio del presente, me permito dar la aprobación y recomendación del mismo, remitiéndolo a la Coordinación del Área de Potencia de la Escuela de Mecánica Eléctrica, con el fin darle trámite correspondiente.

Agradeciendo la atención a la presente, me es grato suscribirme.

Sin otro particular.

Atentamente,

JAVIER CORONADO FERNÁNDEZ
INGENIERO ELECTRICISTA
COLEGIADO 12,573


Ing. Javier Alejandro Coronado Fernández
Colegiado No. 12573
Asesor



Ref. EIME 47. 2015

Guatemala, 9 de JULIO 2015.

Señor Director

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
PROPUESTA DE UN PROTOCOLO DE PRUEBAS DE RUTINA
EN CAMPO PARA TRANSFORMADORES PRINCIPALES DE
LA PLANTA GENERADORA, HIDROELÉCTRICA CHIXOY,
del estudiante Sergio Armando López Pineda que cumple con los
requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
D. ID Y ENSEÑAD A TODOS



Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia

SFO



REF. EIME 47. 2015.

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; **SERGIO ARMANDO LÓPEZ PINEDA** titulado: **PROPUESTA DE UN PROTOCOLO DE PRUEBAS DE RUTINA EN CAMPO PARA TRANSFORMADORES PRINCIPALES DE LA PLANTA GENERADORA, HIDROELÉCTRICA CHIXOY,** procede a la autorización del mismo.


Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



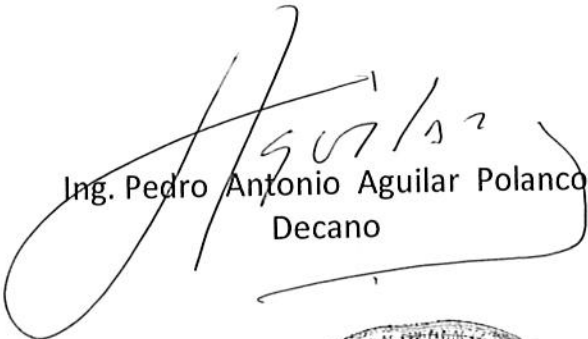
GUATEMALA, 31 DE JULIO 2,015.



DTG. 407.2015

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **PROPUESTA DE UN PROTOCOLO DE PRUEBAS DE RUTINA EN CAMPO PARA TRANSFORMADORES PRINCIPALES DE LA PLANTA GENERADORA, HIDROELÉCTRICA CHIXOY**, presentado por el estudiante universitario: **Sergio Armando López Pineda**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, 19 de agosto de 2015

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Que a lo largo de este proceso me cuidaste, bendijiste y nunca me abandonaste, me otorgaste grandes bendiciones que me enseñaron a valorar todo lo que tengo en esta vida. Estoy completamente seguro que dejando todo lo que hago en tus manos, haces que mis sueños se hagan realidad, este acto va dedicado principalmente a ti fuente de inspiración, sabiduría y amor.

Mis padres

Por ser las personas más importantes en mi vida, este logro es de ustedes también, sin ustedes no hubiera sido posible. Gracias por confiar en mí, por demostrarme que no hay excusas para lograr lo que uno se propone en la vida. Por nunca juzgar mis actos, más bien aconsejarme y recitar palabras de aliento en momento difíciles. Hoy en día soy quien soy gracias a sus enseñanzas, consejos y ejemplos de vida. No hay palabras para agradecer todo lo que han hecho por mí, mis futuros colegas este acto es muestra de todo su esfuerzo, dedicación y amor hacía nosotros sus hijos y está dedicado a ustedes. Mamá, papá estoy eternamente agradecido.

Mi hermana

Este acto te lo dedico como ejemplo que todo lo que te propongas en la vida, con tu esfuerzo y dedicación, aprovechando el apoyo que nos brindan nuestros padres y con la ayuda de Dios, todo es posible. Beatriz, espero ser un buen ejemplo para ti, siempre estaré en las buenas y en las malas, junto a ti.

Mi familia

Familia López Pérez y familia Pineda Durini. Parte fundamental de mi formación como persona, siempre me he sentido querido y apoyado a lo largo de mi vida por todos ustedes; abuelos (q .e. p. d.), abuelita Olga, tíos, tías, padrinos, primos y sobrinos. Este acto va dedicado a todos ustedes, sin excluir a nadie, como agradecimiento de su cariño y estima. Los quiero mucho.

Mis amigos

Ustedes también son parte importante de este logro, gracias por compartir sus conocimientos, palabras de aliento y ser mis compañeros de batalla en este proceso. Alfredo Reyes, Edson Tomas, Ivan Argueta, Jorge Maldonado, Didier Tenas, Mynor Mendoza, Daniel Oxom, Lionel Mazariegos, Byron Quelex, Byron Felipe, Erick Ixmatul, Gustavo López, Manuel Mazariegos, Eddy Arriaza, Jorge Valdizon, Oscar Jiron.

AGRADECIMIENTOS A:

Dios	Por otorgarme la bendición de culminar mi carrera, sueños y anhelos, gracias Padre.
Mis padres	Por ser mi mejor ejemplo a seguir, por su apoyo incondicional para cumplir mis sueños y metas en la vida, me siento muy orgulloso de ellos.
Mi hermana	Beatriz López Pineda, por estar conmigo en todo momento, siempre cuidare de ti.
Mis tíos	Florydalma López, Rafael Pineda, por su apoyo brindado toda la vida, los quiero mucho.
Mi asesor	Ing. Javier Coronado, por sus conocimientos y consejos en la realización de este trabajo de graduación.
Jackeline Janeth Cabrera Muñoz	Por su apoyo y motivación durante toda mi carrera universitaria.
Mis primos	Amed, Derlis, Jasson López Pérez, por su valiosa amistad, consejos y momentos compartidos.
Escuela de Ing. Mecánica Eléctrica	Por la formación académica.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN.....	XIX
OBJETIVOS.....	XXI
INTRODUCCIÓN	XXIII
1. ASPECTOS GENERALES DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA CHIXOY.....	1
1.1. Planta Hidroeléctrica Chixoy.....	1
1.1.1. Historia	1
1.1.2. Situación actual	4
1.2. Descripción de la planta	4
1.2.1. Embalse.....	5
1.2.2. Presa	6
1.2.3. Túnel de aducción	6
1.2.4. Tubería de presión.....	7
1.2.5. Chimenea de equilibrio	8
1.2.6. Casa de máquinas.....	9
1.2.7. Subestación	10
1.2.8. Línea de transmisión	11
1.2.9. Transformadores de potencia.....	12

2.	CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA CHIXOY	15
2.1.	Introducción.....	15
2.2.	Principales aspectos constructivos	17
2.2.1.	Núcleo	17
2.2.2.	Devanados	18
2.2.3.	Sistema de refrigeración.....	20
2.2.4.	Tanque de expansión o conservador	23
2.2.5.	<i>Bushings</i> y otros elementos	24
2.2.6.	Placa característica del transformador	26
2.3.	Descripción de la placa característica	28
2.3.1.	Potencia nominal.....	29
2.3.2.	Voltaje nominal.....	29
2.3.3.	Corriente nominal	30
2.3.4.	Impedancia.....	30
2.4.	Sistema de aislamiento	31
2.4.1.	Aislamiento líquido	31
2.4.1.1.	Aceite dieléctrico	31
2.4.1.2.	Propiedades de los aceites dieléctricos	32
2.4.2.	Aislamiento sólido	36
2.4.2.1.	Materiales sólidos aislantes más utilizados	37
2.5.	Principios de funcionamiento eléctrico del transformador	38
2.5.1.	Funcionamiento de un transformador real.....	39
2.5.2.	Circuito equivalente de un transformador.....	39
2.6.	Ensayos del transformador	41
2.6.1.	Ensayo en vacío.....	41
2.6.2.	Ensayo de cortocircuito	42

2.7.	Transformador trifásico.....	43
2.8.	Conexiones del transformador.....	46
2.9.	Cambiador de tap	48
2.9.1.	Factores de fallas en los cambiadores de tap.....	49
3.	TIPOS DE MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	51
3.1.	Introducción.....	51
3.1.1.	Políticas de mantenimiento.....	52
3.1.2.	Mantenimiento predictivo	52
3.1.3.	Mantenimiento preventivo.....	53
3.1.4.	Mantenimiento correctivo.....	54
3.2.	Pruebas recomendadas en el mantenimiento de transformadores de potencia	55
3.2.1.	Resistencia de los devanados	56
3.2.2.	Relación, polaridad y fases.....	57
3.2.3.	Relación de transformación	57
3.2.4.	Corriente de excitación y pérdidas sin carga	58
3.2.5.	Pérdidas con carga e impedancia.....	58
3.2.6.	Resistencia al aislamiento	59
3.2.7.	Capacitancia	59
3.2.8.	Factor de potencia y factor de disipación	60
3.2.9.	Respuesta al impulso	61
3.2.10.	Voltaje inducido	61
3.2.11.	Voltaje aplicado	61
3.2.12.	Descargas parciales	62
3.3.	Componentes claves de un transformador de potencia dentro de su mantenimiento	62

3.4.	Verificaciones adicionales a las pruebas de rutina al transformador.....	64
4.	PROPUESTA DE PROTOCOLO DE PRUEBAS DE RUTINA APLICABLES A LOS TRANSFORMADORES PRINCIPALES DE LA PLANTA.....	67
4.1.	Pruebas en las bobinas.....	67
4.1.1.	Resistencia óhmica de los devanados	68
4.1.1.1.	Generalidades de la prueba	68
4.1.1.2.	Normas aplicables.....	69
4.1.1.3.	Método de medición	69
4.1.1.4.	Interpretación de los resultados	71
4.1.2.	Relación de transformación y polaridad	71
4.1.2.1.	Generalidades de la prueba	72
4.1.2.2.	Normas aplicables.....	74
4.1.2.3.	Métodos de medición	74
4.1.2.4.	Interpretación de los resultados	76
4.1.3.	Corriente de excitación.....	77
4.1.3.1.	Generalidades de la prueba	77
4.1.3.2.	Normas aplicables.....	78
4.1.3.3.	Método de medición	78
4.1.3.4.	Interpretación de los resultados	79
4.1.4.	Impedancia de corto circuito.....	80
4.1.4.1.	Generalidades de la prueba	81
4.1.4.2.	Normas aplicables.....	81
4.1.4.3.	Método de medición	82
4.1.4.4.	Interpretación de los resultados	84
4.1.5.	Resistencia al aislamiento e índice de polarización	84

4.1.5.1.	Generalidades de la prueba.....	87
4.1.5.2.	Normas aplicables	88
4.1.5.3.	Método de medición	88
4.1.5.4.	Interpretación de los resultados.....	90
4.1.6.	Factor de potencia, factor de disipación y capacitancia.....	90
4.1.6.1.	Generalidades de la prueba.....	92
4.1.6.2.	Normas aplicables	94
4.1.6.3.	Métodos de medición.....	94
4.1.6.4.	Interpretación de los resultados.....	97
4.2.	Pruebas en los <i>bushings</i>	98
4.2.1.	Generalidades de las pruebas	99
4.2.2.	Normas aplicables	100
4.2.3.	Métodos de medición.....	100
4.2.4.	Interpretación de los resultados.....	103
4.3.	Pruebas en el aceite dieléctrico.....	104
4.3.1.	Generalidades	104
4.3.2.	Normas aplicables	107
4.3.3.	Número de neutralización y acidez.....	107
4.3.4.	Color	110
4.3.5.	Rigidez dieléctrica.....	112
4.3.6.	Gas disuelto.....	114
4.3.7.	Tensión interfacial.....	122
4.3.8.	Factor de potencia	124
4.3.9.	Aspecto visual.....	126
4.3.10.	Contenido de agua	126
4.3.11.	Densidad relativa	128
4.4.	Resumen del protocolo de pruebas de rutina	129

5.	CONFIABILIDAD EN LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS AL TRANSFORMADOR.....	131
5.1.	Metrología	131
5.1.1.	Generalidades	132
5.1.2.	Aplicación de la metrología en la medición	134
5.2.	Requisitos técnicos en la medición	135
5.2.1.	Personal que realiza las mediciones	135
5.2.2.	Instalaciones y condiciones ambientales	136
5.2.3.	Equipo	137
5.2.3.1.	Calibración del equipo.....	139
5.3.	Métodos utilizados para la medición	140
5.3.1.	Métodos normalizados	141
5.3.2.	Métodos no normalizados	142
5.3.3.	Validación de los métodos.....	144
5.4.	Error en la medición	145
5.4.1.	Incertidumbre en la medición	147
5.4.2.	Aspectos que intervienen en la incertidumbre de la medición	147
5.4.3.	Cálculo de la incertidumbre	148
5.5.	Aseguramiento de la calidad de los resultados	149
5.5.1.	Certificados de calibración de los equipos	150
5.5.2.	Informe final de los ensayos.....	152
	CONCLUSIONES.....	155
	RECOMENDACIONES	157
	BIBLIOGRAFÍA.....	159

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Ubicación geográfica de Hidroeléctrica Chixoy	2
2.	Hidroeléctrica Chixoy	3
3.	Embalse Hidroeléctrica Chixoy	5
4.	Presa Hidroeléctrica Chixoy	6
5.	Tubería de presión	8
6.	Centro de control de casa de máquinas.....	9
7.	Subestación Quixal	11
8.	Línea de transmisión Chixoy I y II	12
9.	Transformador principal Hidroeléctrica Chixoy.....	13
10.	Transformador trifásico	16
11.	Tipos de núcleo	18
12.	Devanado concéntrico.....	19
13.	Devanado alternado	20
14.	Sistema de enfriamiento de los transformadores de la planta Chixoy..	21
15.	Tanque conservador de los transformadores de la planta Chixoy	23
16.	<i>Bushings</i> de los transformadores de la planta Chixoy.....	24
17.	Relé buchholz y esquema eléctrico de protección	26
18.	Placa de los transformadores de la planta Chixoy	27
19.	Transformador monofásico ideal	38
20.	Transformador monofásico real	39
21.	Circuito eléctrico.....	40
22.	Esquema eléctrico del ensayo en vacío	42
23.	Esquema eléctrico del ensayo de cortocircuito	43

24.	Tipos de conexiones de transformadores trifásicos	44
25.	Tipos de acoplamientos de transformadores trifásicos	45
26.	Conexiones del transformador	47
27.	Polaridad aditiva y sustractiva	57
28.	Modelo de transformador en vacío.....	72
29.	Polaridad por el método de AC.....	76
30.	Conexión para prueba de corriente de excitación.....	79
31.	Corrientes en el aislamiento	85
32.	Factores de corrección para la prueba de resistencia de aislamiento ..	88
33.	Conexiones para la medición de resistencia de aislamiento.....	89
34.	Diagrama fasorial de las corrientes en un aislador	91
35.	Comportamiento de la tangente delta.....	93
36.	Modelo dieléctrico de un transformador.....	95
37.	Modo UST.....	96
38.	Modo GST – tierra	96
39.	Modo GST – guarda	97
40.	Representación dieléctrica del <i>bushing</i> tipo condensador	99
41.	Prueba general	101
42.	Prueba C1 – UST.....	101
43.	Prueba C2 – GST guarda	102
44.	Prueba de collar – UST.....	102
45.	Prueba de collar – GST gnd	103
46.	Límites de acidez en función de los años de servicio	108
47.	Condiciones del aceite dieléctrico según su contaminación	111
48.	Rigidez dieléctrica en función de la temperatura	112
49.	Falla térmica en el aceite	119
50.	Falla térmica en la celulosa	119
51.	Falla eléctrica producida por arqueo.....	120
52.	Falla eléctrica producida por efecto corona	121

53.	Guía de indicadores	121
54.	Tensión interfacial en función de los años de servicio del equipo	123

TABLAS

I.	Naturaleza del refrigerante y su modo de circulación.....	22
II.	Potencias nominales	29
III.	Voltajes nominales	29
IV.	Corrientes nominales	30
V.	Impedancias nominales.....	30
VI.	Posiciones del cambiador de tap	48
VII.	Componentes de un transformador.....	63
VIII.	Factor de corrección de temperatura	93
IX.	Tolerancia en el factor de potencia	97
X.	Cronológico de ensayos al aceite	106
XI.	Normas ASTM para ensayos del aceite dieléctrico	107
XII.	Valor de acidez permisible según condición del aceite	109
XIII.	Cuantificación del color según Norma ASTM D1500	110
XIV.	Comparación de las Normas ASTM D877 y ASTM D1816	113
XV.	Valores permisibles de rigidez dieléctrica según normas.....	114
XVI.	Valores permisibles de rigidez dieléctrica según condición de aceite.....	114
XVII.	Valores permisibles de TI con base en la condición del aceite	123
XVIII.	Máximos valores de factor de potencia	125
XIX.	Porcentaje de saturación de agua.....	127
XX.	Niveles críticos de agua para el aceite.....	128
XXI.	Resumen de protocolo de pruebas	129

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A. T.	Alta tensión
A	Amperios, unidad de medición de corriente eléctrica
B. T.	Baja tensión
cSt	Centistokes, unidad de viscosidad cinemática
I	Corriente
AC	Corriente alterna
DC	Corriente directa
GWh/año	Gigawatts hora por año
°C	Grados Celsius
Hz	Hertz, unidad de frecuencia
Z	Impedancia eléctrica
km	Kilometros, unidad de longitud
Kv	Kilovoltios
KvA	Kilovoltioamperios, Potencia eléctrica
LTC	<i>Load tap changer</i>
MVA	Mega voltiamperios, Potencia eléctrica
MW	Mega watts
m.s.n.m.	Metros sobre el nivel del mar
mA	Miliamperios
MCM	Miles de circular mils
mm	Milimetro, unidad de longitud
mΩ	Mili ohms, unidad de medición de resistencia
Ω	Ohm, unidad de medición de resistencia eléctrica

ppm	Partes por millón
X	Reactancia eléctrica
R	Resistencia eléctrica
r.p.m	Revoluciones por minuto
V	Voltio, unidad de medición de Potencial eléctrico

GLOSARIO

Acidez	Grado de alcalinidad de una solución.
Amperímetro	Instrumento de medición utilizado para medir la corriente eléctrica.
Arrollamientos	Devanados de conductor eléctrico de un transformador, motor o generador.
ASTM	American Society of Testing Materials.
ACSR	Aluminum Conductors Steel Reinforced.
Baquelizado	Tratamiento que se le da a un material para evitar su deterioro y brinda aislamiento eléctrico.
<i>Bushing</i>	Medio por el cual se realiza la conexión de la parte interna hacia la parte externa de un transformador, también conocido como pasatapas.
Carga nominal	Carga eléctrica para el cual fue diseñado un equipo eléctrico, trabajando en condiciones normales de operación.
Caudal	Cantidad de fluido que circula a través de una sección por unidad de tiempo.

Convección natural	Transferencia de calor por medio de un fluido, en este caso el aire.
Cortocircuito	Fallo en un aparato eléctrico por el cual la corriente eléctrica pasa directamente del conductor activo al neutro o tierra.
Cuba	Denominado así al depósito que contiene el aceite dieléctrico de un transformador, dentro del cual están sumergidos el núcleo y las bobinas.
Deflexión	Movimiento que realiza la aguja de un aparato de medición analógica al momento de tomar una lectura.
Demanda	Medida de la tasa promedio de consumo de energía eléctrica.
Efecto Joule	Parte de la energía cinética de los electrones que se transforma en calor, por el choque que sufren los electrones con las moléculas del conductor.
Energía eléctrica	Cantidad de potencia eléctrica por unidad de tiempo demandada por un sistema eléctrico.
FEM	Fuerza Electro Motriz.
Golpe de ariete	Incremento momentáneo de presión, que ocurre cuando hay un cambio repentino de dirección o velocidad de un fluido en una tubería.

IEC	International Electrotechnical Commission.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
Impedancia	Relación entre la tensión alterna aplicada a un circuito y la intensidad de la corriente producida.
ISO	International Organization for Standardization.
Magnetismo residual	Nivel de inducción magnética aun existente en una pieza ferromagnética después de someterla a la acción de un campo magnético.
Pararrayos	Equipo eléctrico que cumple con la función de aliviar las sobretensiones en un sistema eléctrico.
Polaridad	Cualidad que permite distinguir cada uno de los terminales de una máquina o dispositivo eléctrico.
Potencia aparente	Es denominada potencia total, y es el resultado de la suma geométrica de las potencias activas y reactivas.
Radiación	Transferencia de calor en ausencia de un medio entre dos superficies a diferente temperatura.
Relé	Dispositivo eléctrico destinado a abrir y cerrar circuitos eléctricos.

Relé Buchholz	Dispositivo de protección por fallas internas de un transformador que produzcan gases.
Reluctancia	Resistencia que un material o circuito magnético al paso de un flujo magnético cuando es sometido a un campo magnético.
Rigidez dieléctrica	Valor límite de intensidad de campo eléctrico en el cual un material pierde su propiedad aislante y pasa a ser conductor.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
Taps	Derivaciones en un transformador que compensa los voltajes de línea altos y bajos.
Tarifa social	Aporte económico del Instituto Nacional de Electrificación al pago de la factura energía eléctrica.
Tierra	Sistema de protección al usuario de aparatos eléctricos conectados al sistema eléctrico, generalmente conectado al neutro.
Trinchera	Zanja defensiva.
Túnel de aducción	Es un corredor que permite llevar el agua contenida en la presa hasta las turbinas en una planta de generación.

Turbina Pelton	Turbina hidráulica de acción, flujo transversal y admisión parcial, que funciona para grandes saltos hidráulicos de bajo caudal.
Válvula mariposa	Dispositivo para interrumpir o regular el flujo de un fluido en un conducto. Se utiliza en las plantas hidráulicas antes de la tubería forzada.
Vatímetro	Instrumento electrodinámico para medir la potencia eléctrica o la tasa de suministro de energía eléctrica.
Voltímetro	Instrumento de medición utilizado para medir potencial eléctrico.

RESUMEN

El presente trabajo de graduación propone un protocolo de pruebas de rutina para el mantenimiento de los transformadores principales de la planta generadora Hidroeléctrica Chixoy.

En el capítulo uno se describe la situación actual de la planta generadora Hidroeléctrica Chixoy y se hace un breve explicación de los componentes claves de la planta, que hacen posible la generación de energía eléctrica por medio de un recurso renovable como lo es el agua.

En el capítulo dos se describe toda la teoría básica de los transformadores principales de la planta incluyendo sus principales aspectos constructivos y características de fabricación, esto para lograr desarrollar un protocolo de pruebas acorde a las necesidades que demande el equipo.

En el capítulo tres se hace una pequeña introducción al mantenimiento de un transformador de potencia en general, explicando las distintas políticas de mantenimiento y pruebas de rutina de un transformador.

En el capítulo cuatro se realiza la propuesta de un protocolo de pruebas de rutina en campo a los transformadores principales de la planta Chixoy, dando a conocer el propósito de la prueba, la forma en que se debe realizar el ensayo y las tolerancias admisibles de cada medición para contribuir al análisis de los resultados tomando como base la Norma IEEE Std. 62-1995.

En el capítulo quinto se hacen recomendaciones que debe de tomar en cuenta el personal encargado del mantenimiento en la planta Chixoy para obtener confiabilidad de los resultados del laboratorio que realice las pruebas.

OBJETIVOS

General

Proponer un protocolo de pruebas de rutina en campo aplicable a los transformadores principales de la Hidroeléctrica Chixoy.

Específicos

1. Presentar los principales aspectos constructivos de la planta generadora Hidroeléctrica Chixoy.
2. Describir la teoría básica aplicable a los transformadores principales de la planta Hidroeléctrica Chixoy.
3. Describir los tipos de mantenimiento y las distintas pruebas de rutina en campo aplicables a los transformadores de potencia sumergidos en aceite dieléctrico.
4. Presentar la propuesta del protocolo de pruebas aplicables a los transformadores principales de la planta Hidroeléctrica Chixoy.
5. Proveer información que contribuya a garantizar la confiabilidad de los resultados de las pruebas a los transformadores principales.

INTRODUCCIÓN

Hidroeléctrica Chixoy es considerada la obra más grande de ingeniería en la historia de Guatemala, es una de las fuentes de generación de energía eléctrica más importantes para el país, siendo la planta que cuenta con la mayor capacidad de generación a nivel nacional. Por tal razón es indispensable para el Sistema Nacional Interconectado (SNI) que la planta se mantenga en óptimas condiciones, operando dentro del contexto de cero errores para reducir la salida forzada de las unidades de generación y con esto evitar ocasionar un disturbio en la red eléctrica del país.

Para aumentar la confiabilidad y la continuidad de la generación de la energía eléctrica de la planta, todos los equipos que conforman el sistema eléctrico de potencia, como lo son los generadores, los transformadores, líneas de transmisión y equipos primarios de la subestación, se requiere implantar un riguroso plan de mantenimiento que garantice la correcta operación de todos los equipos.

Considerando que el transformador de potencia es el equipo más importante para la transmisión de la energía eléctrica, ya que forman la parte medular del sistema eléctrico de potencia y que su avería es inaceptable, desde el punto de vista eléctrico y económico. Los generadores de energía eléctrica deben efectuar esporádicamente pruebas a los transformadores para dictaminar sus condiciones y minimizar las probabilidades de falla.

El propósito de este trabajo de graduación es proporcionar un material que sea útil para el personal encargado de mantenimiento eléctrico de la planta,

proponiendo un protocolo de pruebas de rutina que contribuya con el plan de mantenimiento de los transformadores de potencia de la planta Hidroeléctrica Chixoy, siguiendo procedimientos de estándares, prescritos y aceptados por organismos internacionales como: la Asociación Americana de Ensayos de Materiales (ASTM), la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) y el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE).

1. ASPECTOS GENERALES DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA CHIXOY

1.1. Planta Hidroeléctrica Chixoy

La Planta Hidroeléctrica Chixoy es una obra de ingeniería de gran magnitud en la República de Guatemala, que se dedica a la generación de energía eléctrica desde más de hace 25 años, su importancia se deriva de la utilización de un recurso renovable como fuente de generación.

1.1.1. Historia

La construcción de este gran proyecto de energía se inició en abril de 1977, durante el gobierno del general Kjell Eugenio Laugerud García. En esa época el Instituto Nacional de Electrificación (Inde) presentó el proyecto considerado el más grande de ingeniería en la historia de Guatemala, que fue la construcción de la Planta Hidroeléctrica Chixoy, el objetivo del proyecto era solucionar los problemas de energía de Guatemala, utilizando los recursos naturales existentes.

El costo global anunciado en la prensa fue del 365 millones de dólares, pero posteriormente el monto se elevó a unos 825 millones de dólares más intereses. El financiamiento de la obra se gestionó por medio de créditos internacionales a través del Banco Mundial (BM) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

La construcción contemplaba la inundación de 50 kilómetros a lo largo del río Chixoy. En 1978, durante el gobierno del general Romeo Lucas García se declaró esta zona en estado de emergencia por la gran construcción de la presa. Implicó la inundación de 3 870 manzanas de tierras agrícolas, así como la desaparición de 23 aldeas, 471 viviendas, 10 edificios públicos, 45 sitios arqueológicos y recursos naturales. Afectando a cerca de 3 500 personas.

La obra fue concluida el 27 de noviembre de 1983, pero por razones de un fallo en la construcción del túnel de aducción la hidroeléctrica no funcionó formalmente hasta en diciembre de 1985.

La central se encuentra ubicada en la aldea Quixal, del municipio de San Cristóbal. Específicamente está localizada en la zona norcentral de la República de Guatemala, en los departamentos del Quiché, Alta Verapaz y Baja Verapaz como se muestra en la figura 1.

Figura 1. **Ubicación geográfica de Hidroeléctrica Chixoy**



Fuente: elaboración propia, con programa Civil 3D.

El embalse de Chixoy cuenta con un embalse de regulación anual de aproximadamente 460 millones de metros cúbicos, lo que indica que se puede generar energía eléctrica durante un año, llueva o no llueva. El embalse forma un lago artificial de 14 kilómetros cuadrados ubicado a 803 metros sobre el nivel del mar y el tiempo de vida del embalse está estimado para unos 50 años.

En su diseño la hidroeléctrica alberga en su casa de máquinas en Quixal cinco turbinas con una capacidad máxima de 60 MW cada una, para obtener una capacidad máxima instalada de 300 MW y una potencia disponible de 275 MW. Esta central utiliza una caída neta de diseño de 510 metros y un caudal de diseño de 13,4 metros cúbicos por segundo.

Entre sus principales obras hidráulicas se encuentra un túnel de aducción de 26 kilómetros de longitud y una tubería de presión de 1 000 metros, una presa de enrocamiento de 110 metros de altura y un embalse de regulación anual.

Figura 2. **Hidroeléctrica Chixoy**



Fuente: casa de máquinas, Quixal.

1.1.2. Situación actual

El Instituto Nacional de Electrificación de acuerdo a la Ley General de Electricidad en 1997, creó la Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE) que actualmente es la encargada de la administración de la planta Hidroeléctrica Chixoy, controlando la operación y mantenimiento de la misma, así como de todas la plantas de producción de energía eléctrica del estado.

Entre las actividades que desarrolla en la actualidad la Empresa de Generación de Energía Eléctrica en la planta generadora Chixoy, es la de operar y mantener en óptimas condiciones los activos de generación de electricidad, velando por la conservación de sus equipos y manteniendo la capacidad de generación.

En la actualidad la central Hidroeléctrica Chixoy sigue siendo la más grande de Guatemala y registra una generación promedio de 1 436 GWh/años.

Provee aproximadamente el 18 % de la demanda de generación total del país, cubriendo principalmente la denominada tarifa social.

1.2. Descripción de la planta

La plata generadora cuenta con una construcción de gran infraestructura, que incluye obras civiles, construcciones hidráulicas y montajes de equipos electromecánicos. A continuación se describen los principales aspectos constructivos de la planta:

1.2.1. Embalse

El embalse de la planta principalmente se sirve del valle del río Chixoy con un ancho de aproximadamente 1,4 km y con una longitud de 50 km. El embalse tiene la capacidad de regular el 90 por ciento de los caudales naturales y recoger sedimentos que el río deja por aproximadamente 50 años, si reducir la capacidad de regulación del embalse.

El embalse tiene un nivel de operación normal de 800 msnm y un máximo nivel de operación con crecida de 804,1 msnm

- Volumen total de 460 millones de m³
- Volumen útil de 315 millones de m³

Figura 3. **Embalse Hidroeléctrica Chixoy**



Fuente: embalse Chixoy, Pueblo Viejo.

1.2.2. Presa

La altura máxima sobre el cauce de la presa es de aproximadamente 110 metros y una longitud del coronamiento de 250 metros y 12 metros de ancho.

La superficie de la presa está constituida por enrocamiento que se obtuvo de la excavación del vertedero y contiene un núcleo de material arcilloso que le sirve de impermeabilizante.

Figura 4. **Presa Hidroeléctrica Chixoy**



Fuente: embalse Chixoy, Pueblo Viejo.

1.2.3. Túnel de aducción

El túnel de aducción comprende todo el tramo entre la bocatoma de agua que está ubicada al lado suroeste de la presa aproximadamente a 600 metros y

la cámara de válvulas tipo mariposa, con una longitud de 26 kilómetros aproximadamente y con un diámetro interior de 4,93 metros.

Este túnel se divide principalmente en tres tramos:

- Túnel de aducción en la parte sur con 7,9 kilómetros de longitud.
- Puente para la tubería de Agua Blanca de 185 metros de longitud y diámetro de 4,35 metros.
- Parte norte del túnel de aducción con 18,1 kilómetros de longitud.

1.2.4. Tubería de presión

La tubería de presión principia aguas debajo de la chimenea de equilibrio, el primer tramo se encuentra dentro del túnel y la parte restante hasta llegar a la casa de máquinas se encuentra dentro de una trinchera que esta encajonada en hormigón.

Figura 5. **Tubería de presión**



Fuente: casa de máquinas, Quixal.

El túnel tiene una longitud de 1 146 metros y con un diámetro de 3,65 – 3,45 metros. La conexión del túnel y la chimenea de equilibrio se hace por medio de una válvula tipo mariposa, esta cámara de la válvula tiene un acceso por un túnel separado.

1.2.5. Chimenea de equilibrio

La chimenea de equilibrio es básicamente una tubería que se encuentra en posición vertical, que cuenta con una cámara superior y una cámara inferior que se encuentra ubicada al final del túnel de la aducción, esta chimenea de equilibrio se construye para mitigar el golpe de ariete que se produce por el cierre de las válvulas en casa de máquinas y está situada aproximadamente 1 300 metros antes de la casa de máquinas.

1.2.6. Casa de máquinas

La tubería de presión tiene una caída bruta de aproximadamente 488 metros y una caída neta de 445 metros hasta llegar a la casa de máquinas.

La casa de máquinas tiene instaladas cinco unidades de generación con potencia nominal de 55,3 MVA que cuentan con turbinas pelton con potencia nominal de 60 MW cada una, la velocidad de rotación de cada turbina es de 360 rpm. Los valores nominales de voltaje y corriente de las unidades generadoras es de 13,8 Kv y 2 310 A.

Para conectarse a la línea de transmisión cada unidad está conectada a un transformador de potencia que eleva el voltaje a 230 Kv. Los transformadores son trifásicos y cuentan con una potencia nominal de 54,1 MVA a 60 Hz.

Figura 6. Centro de control de casa de máquinas



Fuente: casa de máquinas, Quixal.

1.2.7. Subestación

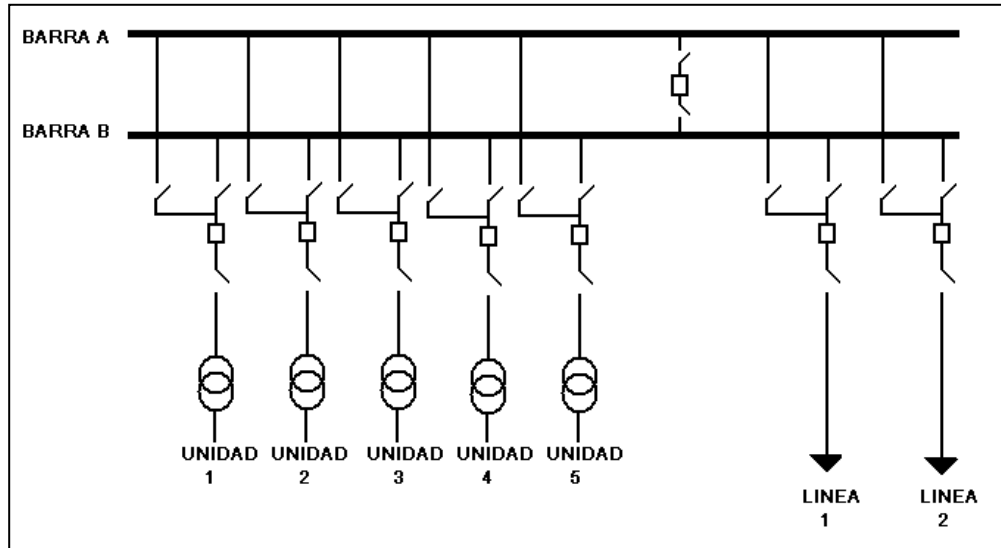
Los equipos primarios de la subestación de la planta están conectados en configuración doble barra, que está constituida por dos barras principales, las cuales se acoplan entre sí mediante un interruptor con sus dos seccionadores asociados y se le denomina campo de acoplamiento.

Las ventajas de esta subestación es que las labores de mantenimiento, se pueden realizar sin interrupción del servicio ya que facilita el mantenimiento de las unidades de generación, transformadores, seccionadores de barra, interruptores, afectando únicamente el tramo asociado.

Las cinco unidades de generación están conectadas a las barras A y B de la subestación de forma independiente. Los campos de salida están conformados por dos circuitos de transmisión.

En la figura 7 se observa el diagrama unifilar de la subestación de la planta.

Figura 7. Subestación Quixal



Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD.

1.2.8. Línea de transmisión

La planta se conecta al sistema nacional interconectado a través de una línea de transmisión de 230 Kv.

La línea de transmisión está construida en un doble circuito que utiliza dos conductores por fase de cable HAWK ACSR 477 MCM 26/7, cuyas características van de acuerdo a la Norma ASTM B232. Esta norma cubre conductores de aluminio, de acero recubierto reforzado ACSR.

Figura 8. **Línea de transmisión Chixoy I y II**



Fuente: Línea Chixoy I y II, subestación Eléctrica Tactic.

1.2.9. Transformadores de potencia

En la casa de Quixal existen 6 transformadores de potencia como los que se muestran en la figura 9. Uno por cada unidad, más uno de reserva, todos de fabricación japonesa, de la marca Tochiba.

Los transformadores son tipo exterior, sumergidos en aceite dieléctrico, cuentan con un tanque conservador, 60 Hz, trifásicos, autoenfriado/enfriado por chorro de aire a presión.

Figura 9. **Transformador principal Hidroeléctrica Chixoy**



Fuente: casa de máquinas, Quixal.

La potencia nominal es de 40,6/54,1/67,62 MVA, ONAN/ONAF, aumento de temperatura de 65 °C, 230 – 13,8 Kv, 60 Hz, con cambiador de tap en el lado de alta tensión. La impedancia promedio de cada transformador es de 10,1 % a base de 54,1 MVA.

Cada transformador está provisto con los siguientes dispositivos de supervisión y protección:

- Indicador de temperatura del aceite con tres contactos ajustables para el arranque de los ventiladores, alarma y disparo.
- Indicador de temperatura de devanados, de imagen térmica, con dos contactos ajustables para alarma y disparo.
- Indicador del nivel del aceite con contactos para el nivel bajo y nivel alto, para disparo y alarma.
- Relé buchholz con dos contactos, para alarma y disparo.
- Relé de sobrepresión con un contacto de disparo.
- Un fin de carrera en el mecanismo del selector de tensión para alarma.

Las principales características de los transformadores de potencia se detallarán en el siguiente capítulo.

2. CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA CHIXOY

2.1. Introducción

El transformador es una máquina eléctrica estática, destinada a funcionar con corriente alterna, constituida por dos arrollamientos, primario y secundario, que permite transformar la energía eléctrica, con unas magnitudes $V-I$ determinadas, a otras con valores en general diferentes. La importancia de los transformadores se debe a que gracias a ellos ha sido posible el enorme desarrollo en la utilización de la energía eléctrica, haciendo posible la realización práctica y económica del transporte de la energía a grande distancias.

La función principal de los transformadores de potencia en la planta generadora Hidroeléctrica Chixoy es la de elevar el voltaje de la salida de los generadores, para transmitir la energía eléctrica desde la casa de máquinas, que es donde se produce la energía eléctrica hasta los numerosos centros de consumo del sistema nacional interconectado, ya que la transmisión es tanto más económica cuanto más alto es el voltaje de la líneas, pues con ello se hace menor la corriente y en consecuencia se reduce la sección de los conductores. Por otro lado, al disminuir la corriente en el conductor se disminuyen las pérdidas por efecto joule.

Los transformadores principales de la planta Chixoy permiten conciliar de una forma idónea estas necesidades opuestas, de tal forma que para reducir las pérdidas en la línea se realizan una primera transformación que eleva la tensión

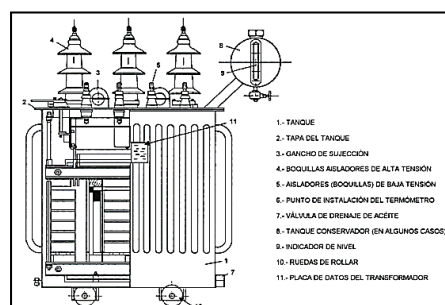
de salida de los alternadores de 13,8 Kv a un valor de 230 Kv, a los cuales se realiza el transporte de energía; existiendo en los centros receptores otros transformadores que realizan el proceso inverso, reduciendo la tensión hasta los niveles que se consideren convenientes para la distribución y consumo de esta energía. El arrollamiento de mayor tensión recibe el nombre de devanado de alta tensión y el de menor tensión se denomina devanado de baja tensión.

Los devanados de alta tensión están conectados a los equipos de la subestación por medio de conductores aéreos, dos por fase. El *bushing* de neutro del transformador, está puesto a tierra y está provisto con un transformador de corriente de 100:5 A. Cada fase de alta tensión del transformador cuenta con un pararrayos.

Los devanados de baja tensión están conectados por medio de un ducto colectivo de barras, que conecta los devanados con el generador.

En la figura 10 se muestran los principales aspectos constructivos de los transformadores de gran potencia ubicados en la planta Chixoy.

Figura 10. **Transformador trifásico**



Fuente: HARPER, Gilberto Enríquez. *El libro práctico de los generadores, transformadores y motores eléctricos.* p. 53.

2.2. Principales aspectos constructivos

Los transformadores constan de las siguientes partes principales:

2.2.1. Núcleo

Se denomina núcleo del transformador el sistema que forma su circuito magnético, que está constituido por chapas de acero al silicio, modernamente laminadas en frío (grano orientado), que han sido sometidas a un tratamiento químico especial denominado comercialmente carlite, que las recubre de una capa aislante muy delgada (0,01 mm), lo que reduce considerablemente las pérdidas en el hierro.

El circuito magnético está compuesto por las columnas, que son las partes donde se montan los devanados, y las culatas, que son las partes que realizan la unión entre las columnas. Los espacios entre las columnas y las culatas, por los cuales pasan los devanados, se llaman ventanas del núcleo.

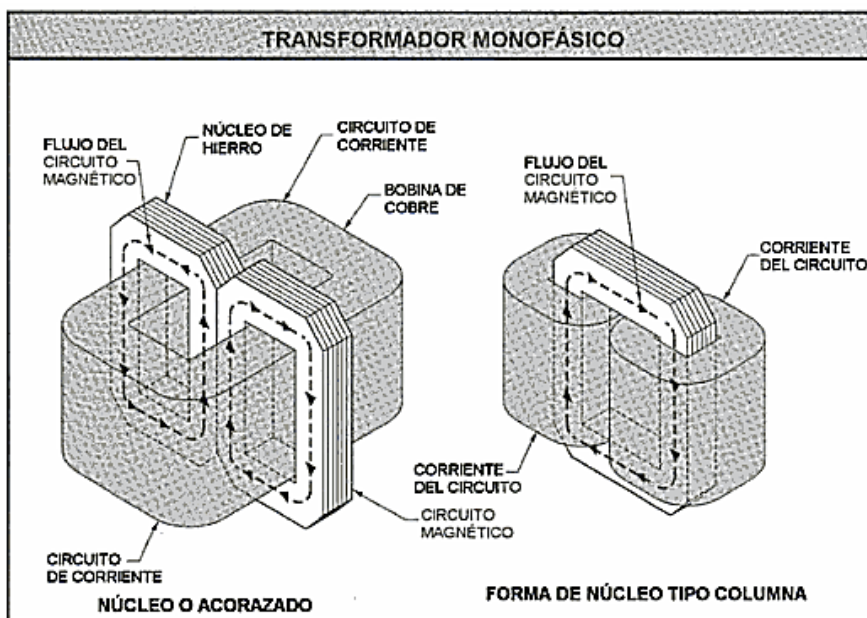
Según sea la posición entre el núcleo y los devanados, los transformadores se clasifican en acorazados, en los que los devanados están en su mayor parte abrazados o acorazados por el núcleo magnético, y de columnas en los que son los devanados que rodean casi por completo el núcleo magnético. En el tipo acorazado las espiras quedan más sujetas, pero el tipo de columnas es de construcción más sencilla y se adapta mejor a las altas tensiones.

Eléctricamente no hay mucha diferencia entre los dos tipos de construcción. De hecho, en ambos las bobinas se colocan en forma

concéntrica, estando la de bajo voltaje más cercana al núcleo por razones de aislamiento y la de alto voltaje en la parte extrema.

En la figura 11 se pueden observar los dos tipos de núcleos.

Figura 11. Tipos de núcleo



Fuente: HARPER, Gilberto Enríquez. *El libro práctico de los generadores, transformadores y motores eléctricos*. p. 57.

2.2.2. Devanados

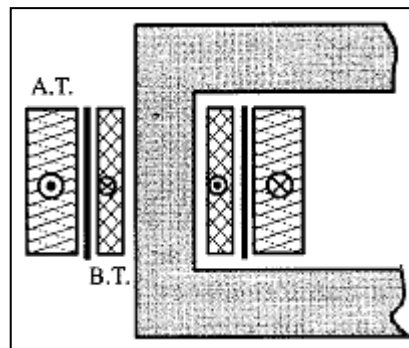
Constituyen el circuito eléctrico de los transformadores; se realizan por medio de conductores de cobre, en forma de hilos redondos (para diámetros inferiores a 4 mm) o de sección rectangular (pletinas de cobre) cuando se requieren secciones mayores. Los conductores están recubiertos por una capa aislante, que suele ser de barniz en los pequeños transformadores y que en el

caso de pletinas está formada por una o varias capas de fibra de algodón o cinta de papel.

Según sea la disposición relativa entre los arrollamientos de A T y B.T, los devanados pueden ser concéntricos o alternados.

En los devanados concéntricos los bobinados tiene forma de cilindros coaxiales, ver figura 12, generalmente se coloca más cerca de la columna el arrollamiento de B T, ya que es más fácil de aislar que el devanado de A T, y entre ambos bobinados se intercala un cilindro aislante de cartón o papel baquelizado.

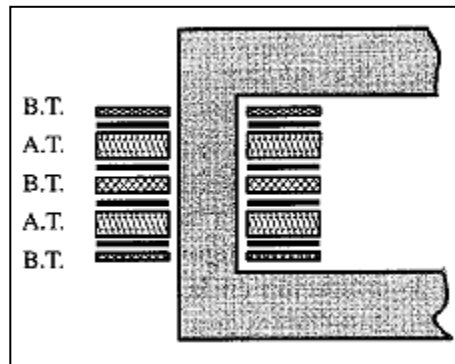
Figura 12. **Devanado concéntrico**



Fuente: FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. p. 165.

En los devanados alternados, los arrollamientos se subdividen en secciones, de tal forma que las partes de los devanados de A T y B T se suceden alternativamente a lo largo de la columna, ver figura 13. Para disminuir el flujo de dispersión, es frecuente que en cada extremo se coloque media bobina, que por razones obvias de aislamiento pertenecen al arrollamiento de B T.

Figura 13. **Devanado alternado**



Fuente: FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. p. 165.

2.2.3. Sistema de refrigeración

En los transformadores de la planta Chixoy, como en cualquier otro tipo de máquina eléctrica, existen una serie de pérdidas que se transforman en calor y que contribuyen al calentamiento de la máquina. Para evitar que se consigan altas temperaturas que puedan afectar la vida de los aislamientos de los devanados, es preciso dotar al transformador de un sistema de refrigeración adecuado.

Para potencias pequeñas, la superficie externa de la máquina es suficiente para lograr evacuación de calor necesaria, lo que da lugar a los llamados transformadores en seco. Para potencias elevadas como es en el caso de los transformadores de planta se emplea como medio de refrigerante el aceite, resultando los transformadores en baño de aceite.

El aceite tiene una doble misión de refrigerante y aislante, ya que posee una capacidad térmica y una rigidez dieléctrica superior a la del aire. En estos

transformadores, la parte activa se introduce en una cuba de aceite mineral, cuyo aspecto externo puede tener forma plana, ondulada, con tubos o con radiadores adosados, realizándose la eliminación del calor por radiación y convección natural.

El sistema de enfriamiento de los transformadores de la planta Chixoy se hace por medio de aceite dieléctrico y 12 ventiladores de cada lado como se muestran en la figura 14. El control está diseñado para operar en forma manual y en forma automática.

Figura 14. **Sistema de enfriamiento de los transformadores de la planta Chixoy**



Fuente: casa de máquinas, Quixal.

En la forma manual, los ventiladores se pueden arrancar desde el tablero de control local, girando el conmutador a posición “manual”.

En la forma automática, el conmutador debe mantenerse en la posición “auto”. Los ventiladores en esta posición del conmutador, arrancaran cuando la

temperatura del aceite alcance los 65 °C y se pararán al bajar la temperatura del aceite a 55 °C.

El tipo de refrigeración de un transformador se designa según las Normas IEC por cuatro letras. Las dos primeras se refieren al tipo de refrigerante en contacto con los arrollamientos y a la naturaleza de su circulación y las otras dos letras se refieren al refrigerante en contacto con el sistema de refrigeración exterior y a su modo de circulación.

Los símbolos empleados son los indicados en la tabla I.

Tabla I. **Naturaleza del refrigerante y su modo de circulación**

Naturaleza del refrigerante	Símbolo	Naturaleza de la circulación	Símbolo
Aceite mineral	O	Natural	N
Pyraleno	L	Forzada	F
Gas	G		
Agua	W		
Aire	A		
Aislante sólido	S		

Fuente: FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. p. 168.

Por ejemplo, los transformadores de la planta Chixoy por ser de gran potencia utilizan como refrigerante el aceite, con circulación natural del aceite por convección, que a su vez está refrigerado por aire con movimiento natural cuando trabaja con temperaturas menores a los 65 °C, y en la placa característica se describe que el transformador trabaja en régimen Onan.

Si la temperatura sobrepasa los 65 °C automáticamente se activan los ventiladores y el movimiento del aire se hace de forma forzada sobre los

radiadores, y en la placa característica se describe que el transformador trabaja en régimen Onaf.

2.2.4. Tanque de expansión o conservador

Existen transformadores que en la cuba cuentan con un depósito de expansión o conservador colocado en la parte alta del transformador, como lo es en el caso de los transformadores de la planta Chixoy, ver figura 15. La misión de este depósito es doble, por una parte se logra que la cuba principal esté totalmente llena de aceite, de tal forma que solo existe una pequeña superficie de contacto con el aire en el conservador, por otra parte, este depósito es el que absorbe las dilataciones del aceite al calentarse.

Figura 15. **Tanque conservador de los transformadores de la planta Chixoy**



Fuente: casa de máquinas, Quixal.

La penetración de la humedad en el interior del transformador reduce sustancialmente las características dieléctricas del líquido aislante, dando como resultado pérdida del aislamiento de las partes activas, y en consecuencia, quema de equipo.

Para evitar la penetración de aire húmedo en el interior del transformador, se instala un recipiente que contiene silica-gel, que sirve de comunicación entre el interior del tanque y el ambiente exterior, de manera que durante el proceso de respiración del transformador, la humedad del aire que penetra en el secador es absorbida por la silica-gel, que es un producto químico con una gran capacidad de absorción de humedad.

2.2.5. Bushings y otros elementos

Los bornes de los transformadores de la planta Chixoy se llevan al exterior de la cuba mediante unos aisladores pasantes (*bushings*) de porcelana, rellenos de aire o aceite. Como se muestran en la figura 16.

Figura 16. ***Bushings* de los transformadores de la planta Chixoy**



Fuente: casa de máquinas, Quixal.

Cuando se utilizan altas tensiones aparece un fuerte campo eléctrico entre el conductor terminal y el borde del orificio en la tapa superior de la cuba, y para evitar la perforación del aislador, este se realiza con una serie de cilindros que rodean la borna metálica dentro del espacio cerrado que contiene el aceite.

Los *bushings* de alta tensión y baja tensión en un transformador se distinguen por su altura, siendo tanto más altos cuando mayor es la tensión.

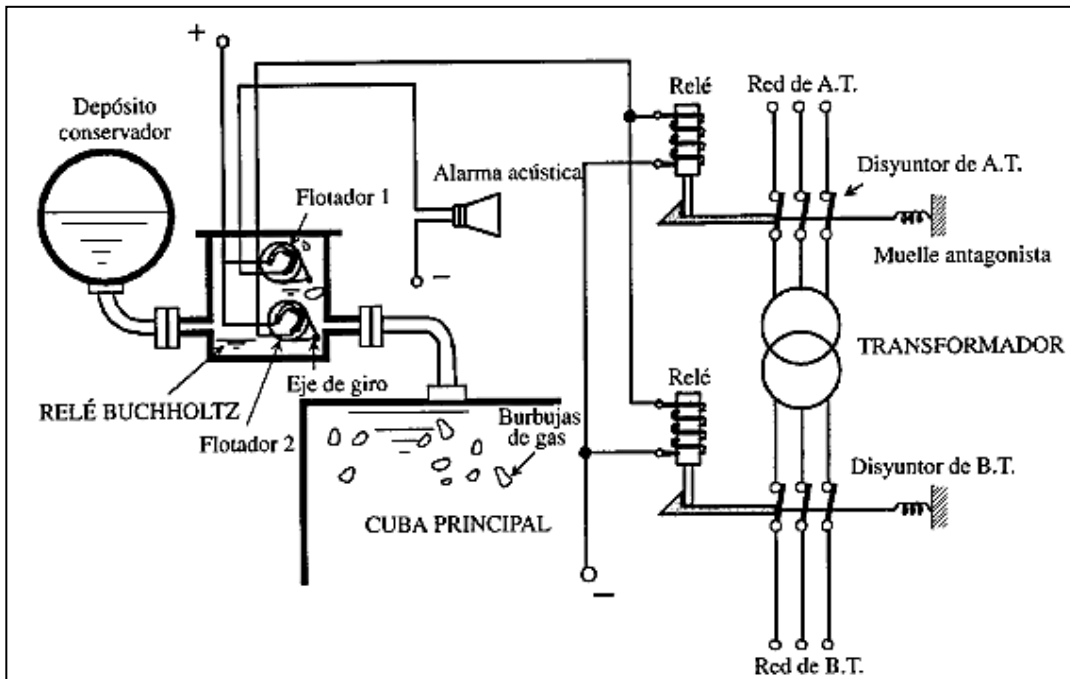
Otro elemento que llevan los transformadores de la planta es el llamado relé de gas o relé buchholz, que protege a la máquina de sobre cargas peligrosas, fallos de aislamiento, entre otros.

Este relé está colocado en el tubo que une la cuba principal con el depósito de expansión, y funciona por el movimiento del vapor de aceite producido por un calentamiento anómalo del transformador que hace bascular un sistema de dos flotadores:

- El primero es sensible a las sobrecargas ligeras, y al descender de la posición mostrada en la figura provoca la activación de una alarma acústica.
- El segundo es sensible a las sobre cargas elevadas, que dan lugar a una formación tumultuosa de gas en la cuba principal, que al empujar el flotador provoca el disparo de unos disyuntores de entrada y salida del transformador.

La figura 17 muestra un esquema detallado de un transformador con sus tres protecciones principales, donde pueden apreciarse cada uno de los elementos mencionados anteriormente.

Figura 17. Relé buchholz y esquema eléctrico de protección



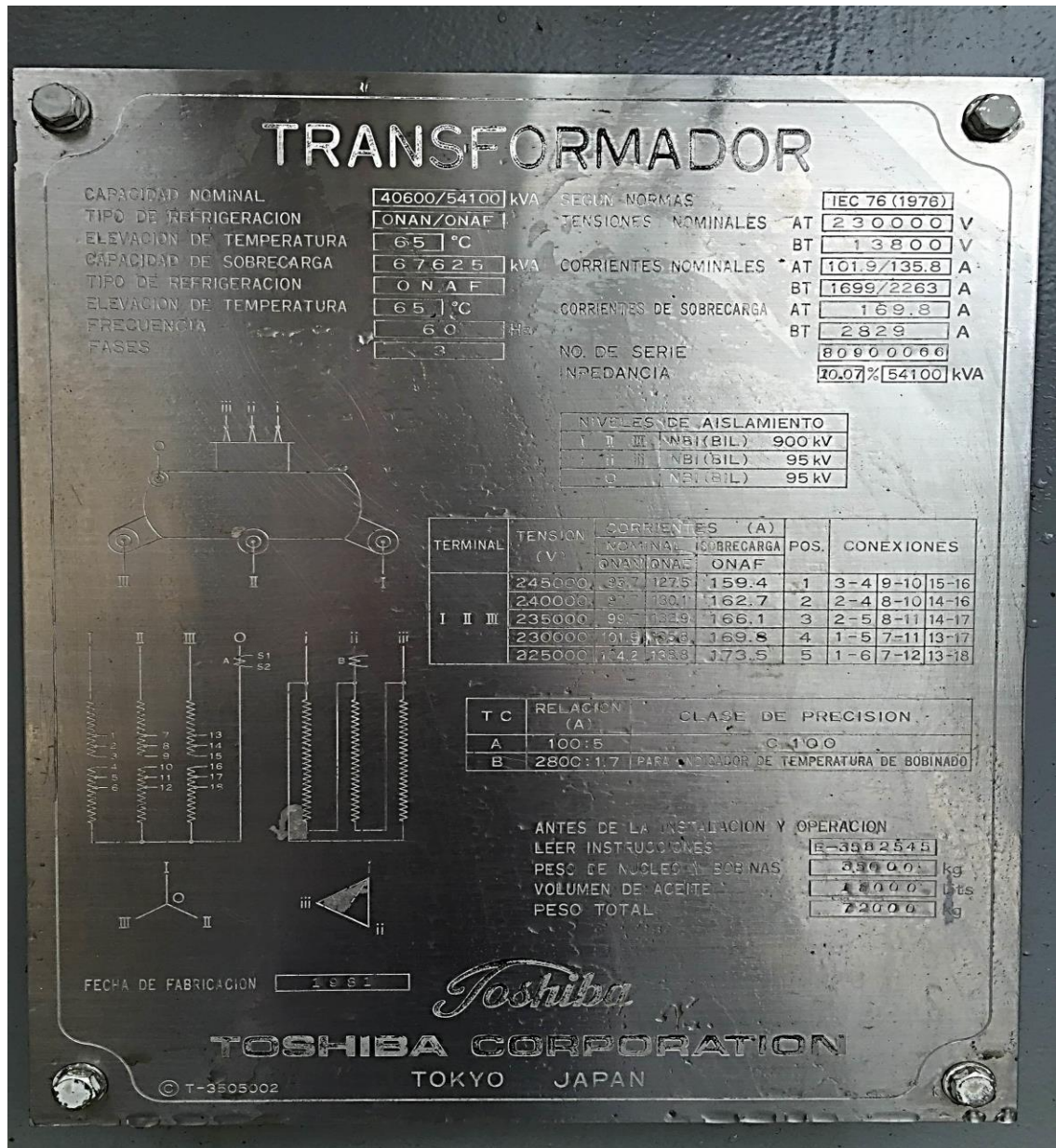
Fuente: FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. p. 169.

2.2.6. Placa característica del transformador

La placa característica de los transformadores de la planta Chixoy es una pieza metálica serigrafiada que incluye los datos de potencia asignada, tensiones asignadas, corrientes asignadas, frecuencia e impedancia equivalente en tanto por ciento. También se incluyen las conexiones de las tomas vareadoras de tensión y asimismo las tensiones de las diferentes derivaciones. También se indica el esquema de conexiones internas, la especificación del tipo de transformador, clase de refrigeración, nombre del fabricante, serie y año de fabricación.

Las placas de los transformadores de la planta vienen descritos por la Norma IEC – 76 como se puede observar en la figura 18.

Figura 18. Placa de los transformadores de la planta Chixoy



Fuente: casa de máquinas, Quixal.

2.3. Descripción de la placa característica

Las tensiones asignadas o nominales son aquellas para las cuales se ha proyectado el transformador y serán los valores base empleados en los ensayos y en la utilización del transformador. La potencia asignada siempre se refiere a la potencia aparente y se aplica tanto al devanado primario como al secundario. Para transformadores de la planta Chixoy por ser trifásicos se escribiría en función de los valores de línea.

La potencia asignada junto con las tensiones asignadas fijan la capacidad de corriente de los devanados del transformador. De la magnitud de la corriente dependen las pérdidas en el cobre, las cuales a su vez inciden en el calentamiento de los arrollamientos; el que ello suceda es crítico, ya que un sobrecalentamiento acorta drásticamente la vida de los aislantes. Los transformadores pueden llegar a tener más de una potencia asignada, según se utilice o no refrigeración forzada o dependiendo de la altitud de la zona en que va a trabajar la máquina.

Los términos "asignada y plena carga" son sinónimos. Conocidas las tensiones asignadas de primario y secundario, y la potencia aparente asignada, se puede calcular las corrientes asignadas o de plena carga del transformador para cada uno de los devanados, con la siguiente ecuación:

$$S_n = \sqrt{3}V_{1n}I_{1n} = \sqrt{3}V_{2n}I_{2n}$$

Los valores nominales con los cuales fueron diseñados los transformadores principales de la planta Chixoy para operar en condiciones normales, son los que se describen a continuación:

2.3.1. Potencia nominal

Los valores de potencia nominal son los valores máximos de potencia que el transformador puede suministrar en condiciones de carga y están descritos en términos de potencia aparente según su régimen de enfriamiento como se muestra en la tabla II.

Tabla II. Potencias nominales

Devanados	Potencia KVA	Región de enfriamiento
Alta y baja tensión	40 600	ONAN
Alta y baja tensión	54 100	ONAF

Fuente: *Transformador de potencia*. Tomo 4. p. 12.

2.3.2. Voltaje nominal

Los valores de voltaje nominal del lado de alta tensión y baja tensión para los cuales fueron diseñados los transformadores principales son los que se muestran en la tabla III.

Tabla III. Voltajes nominales

Devanado	Voltaje nominal
Alta tensión	230 Kv
Baja tensión	13,8 Kv

Fuente: *Transformador de potencia*. Tomo 4. p. 12.

El valor máximo de una cresta voltaje en forma de impulso que el transformador puede resistir en condiciones de falla, viene dado por el nivel básico de aislamiento que es de 900 Kv.

2.3.3. Corriente nominal

Los valores de corriente nominal del lado de alta tensión y baja tensión para los cuales fueron diseñados los transformadores principales, según su régimen de enfriamiento son los que se muestran en la tabla IV.

Tabla IV. Corrientes nominales

Devanado	Tipo de enfriamiento ONAN	Tipo de enfriamiento ONAF
Alta tensión	101,9 A	1 35,8 A
Baja tensión	1 699 A	2 263 A

Fuente: *Transformador de potencia*. Tomo 4. p. 12.

Las corrientes de sobrecarga que los transformadores pueden soportar según la placa característica son de: 169,8 A en el lado de A T y 2 829 A en el lado de B T.

2.3.4. Impedancia

Los valores de impedancia nominal de cada transformador medidos en fábrica, son los que se muestran en la tabla V.

Tabla V. Impedancias nominales

Transformador	Año de fabricación	Impedancia %
1	1980	10,17
2	1980	10,13
3	1980	10,03
4	1981	10,23
5	1981	10,10
Reserva	1981	10,07

Fuente: *Transformador de potencia*. Tomo 4. p. 13.

2.4. Sistema de aislamiento

El sistema de aislamiento es un conjunto de materiales que cuentan con una capacidad de conducción de la energía eléctrica muy baja y el paso de la corriente eléctrica a través de ellos se considera despreciable. En el caso de los transformadores de la planta Chixoy contienen dos clases de aislamiento: aislamiento líquido y aislamiento sólido.

2.4.1. Aislamiento líquido

El aislamiento líquido de los transformadores es un material que permanecen como tal en las aplicaciones eléctricas y que cuando se encuentran en servicio no experimentan ninguna transformación física o química importante.

El líquido aislante utilizado en los transformadores de la planta es el aceite dieléctrico que es un aceite con base en hidrocarburos, obtenido por refinado y destilación del crudo de petróleo.

2.4.1.1. Aceite dieléctrico

El aceite dieléctrico es, generalmente, un aceite mineral altamente refinado que es estable a altas temperaturas y tiene excelentes propiedades de aislamiento eléctrico.

Desde un punto de vista histórico, la utilización del aceite mineral en su doble vertiente de aislante y refrigerante hizo posible el desarrollo de transformadores de gran potencia. El aceite mineral tiene, sin embargo, dos inconvenientes graves, es inflamable y explosivo; es por ello que los aceites

sintéticos se han convertido en una alternativa cada vez más común al aceite mineral.

El aceite dieléctrico tiene específicamente tres funciones importantes:

- Proveer aislamiento dieléctrico, su función principal es prevenir la formación de arcos eléctricos entre dos conductores con una diferencia de potencial grande. Esto es fácil de lograr con altos grados de rigidez dieléctrica.
- Contribuir con el enfriamiento y la disipación del calor generado por una máquina eléctrica durante su operación. Para cumplir de una forma eficaz este propósito, el aceite debe poseer no solo una buena fluidez, sino también excelente estabilidad térmica y una baja viscosidad para prevenir la formación de lodos.
- Proveer una película químicamente inerte y de naturaleza apolar que asegure la protección de las partes metálicas y de los otros materiales presentes en una máquina eléctrica, sin reaccionar con ella.

2.4.1.2. Propiedades de los aceites dieléctricos

Para que un aceite dieléctrico cumpla adecuadamente con su trabajo debe tener ciertas características físicas, químicas y eléctricas.

- Propiedades físicas
 - Viscosidad: la viscosidad de un fluido es la resistencia que dicho fluido presenta al moverse o deslizarse sobre una superficie

sólida. Mientras más viscoso es el aceite, mayor será la resistencia que ofrecerá a moverse. Por esta razón, los aceites dieléctricos deben tener una baja viscosidad para facilitar la disipación de calor.

Las viscosidades máximas establecidas para aceites dieléctricos, a las diferentes temperaturas de evaluación, mediante el método ASTM D-445 son de: 76 cSt a 100 °C, 12 cSt a 40 °C y 3cSt a 100 °C.

- Punto de fluidez: se define como la temperatura a la cual el aceite deja de fluir, mientras se somete a un proceso de enfriamiento progresivo. Este dato sirve para identificar diferentes tipos de aceites aislantes. Un punto de fluidez igual o mayor a 0 °C indica presencia dominante de hidrocarburos parafínicos, en tanto que puntos de fluidez del orden de los -10 °C son propios de las fracciones de petróleo en la cuales predominan los hidrocarburos isoparafínicos.

Puntos de fluidez aceptables para aceites dieléctricos, evaluado mediante el método ASTM D-97 es de: -40 a -50 °C.

- Punto de inflamación: es la temperatura mínima a la cual el aceite emite una cantidad de vapores que es suficiente, para formar una mezcla explosiva con el oxígeno del aire en presencia de una llama. El punto de inflamación en los aceites dieléctricos se ha fijado con un valor mínimo de 145 °C y mientras más alto sea, más segura será su utilización.

- Tensión interfacial: en la interface o superficie de contacto de dos líquidos insolubles, sucede una interacción molecular que tiende a modificar la tensión superficial de ambos líquidos en la zona de contacto; en este caso se habla de la tensión interfacial. Existen compuestos que se forman de la descomposición natural de los aceites dieléctricos de origen mineral, que son igualmente solubles tanto en agua como en el aceite, modificando su tensión interfacial, causando un aumento considerable de la humedad de saturación del aceite y haciéndolo más conductor a la electricidad.

La tensión interfacial mínima aceptada para aceites dieléctricos, evaluada por el método ASTM D-971, es de: 40 dinas/cm.

- Punto de anilina: es la temperatura a la cual un aceite dieléctrico se disuelve en un volumen igual de anilina. Sirve como parámetro de control de calidad, ya que un aceite dieléctrico con alto contenido de aromáticos disuelve la anilina a menor temperatura.

Temperaturas de disolución entre 78 y 86 °C corresponden a un buen dieléctrico. El punto de anilina aceptado para aceites dieléctricos, evaluado mediante el método ASTM D-611, es de: 63 a 84 °C.

- Propiedades eléctricas

- Factor de potencia: el factor de potencia mide las pérdidas de corriente que tiene lugar dentro del equipo cuando se encuentra en operación. Estas pérdidas de corriente son debidas a la existencia de compuestos polares en el aceite y a su vez son la

causa de los aumentos anormales de temperatura esto sucede en los equipos con poca carga.

El factor de potencia máximo permisible (%), evaluado mediante el método ASTM D-924 es de: 0,05 % a 25 °C y 0,3 % a 100 °C.

- Rigidez dieléctrica: la rigidez dieléctrica de un aceite aislante es el mínimo voltaje en el que un arco eléctrico ocurre entre dos electrodos metálicos. Indica la habilidad del aceite para soportar tensiones eléctricas sin falla. Una baja resistencia dieléctrica indica contaminación con agua, carbón u otra materia extraña. Una alta resistencia dieléctrica es la mejor indicación que el aceite no contiene contaminantes.

Los contaminantes disminuyen la rigidez dieléctrica, pueden usualmente ser removidos mediante un proceso de filtración o centrifugación.

- Tensión de ruptura al impulso: es el máximo gradiente de potencial que puede soportar el aceite, sin que se produzca la descarga disruptiva. Indica la presencia de agentes contaminantes, tales como: agua, tierra, fibras de celulosa, barro, lodo o partículas conductoras en el líquido.

Este factor puede ser evaluado mediante el método ASTM D-1816, que indica los valores aceptables en los ensayos.

- Propiedades químicas
 - Estabilidad a la oxidación: los aceites dieléctricos, en razón de su trabajo, están expuestos a la presencia de aire, altas temperaturas y a la influencia de metales catalizadores tales como hierro y cobre, lo cual tiende a producir en el aceite cambios químicos que resultan en la formación de ácidos y lodos.

Los ácidos atacan el tanque y devanados del transformador y reducen significativamente la capacidad aislante del aceite con las consecuentes pérdidas dieléctricas.

Los lodos interfieren en la transferencia de calor (enfriamiento), haciendo que las partes del transformador estén sometidas a más altas temperaturas, situación que también conduce a pérdidas de potencia eléctrica.

2.4.2. Aislamiento sólido

Los aislantes sólidos son muy utilizados en transformadores de pequeña potencia, además de cumplir su función de aislante, también por lo regular cumplen una función mecánica. Una característica desfavorecida de los aislantes sólidos es que no existe una regeneración del dieléctrico después de su ruptura por tensión eléctrica, como tampoco una renovación constante del dieléctrico.

Las funciones que realiza el aislamiento sólido en los transformadores de la planta, son las siguientes:

- Aislar entre si las espiras de una misma bobina.
- Aislar entre si los devanados.
- Aislar contra tierra los devanados.
- Soportar sin daño los esfuerzos eléctricos a que son sometidos los devanados.
- Soportar sin daño los esfuerzos mecánicos a que son sometidos los devanados.
- Soportar sin daño los esfuerzos térmicos a que son sometidos los devanados.

2.4.2.1. Materiales sólidos aislantes más utilizados

Entre los materiales sólidos más utilizados en el aislamiento de los transformadores de baja potencia, son los derivados de celulosas ya que brindan excelentes propiedades mecánicas, permiten gran velocidad de encintado y la alta concentración de fibras dan como resultado una excelente rigidez dieléctrica.

Los aislantes sólidos que más se empleados en la actualidad son: el papel *kraft*, papel *kraft board*, papel crepé, papel press board, cartón comprimido, fibra de vidrio, porcelana, aislantes termoplásticos, cintas de algodón.

En el caso de los transformadores de la planta se utiliza el papel.

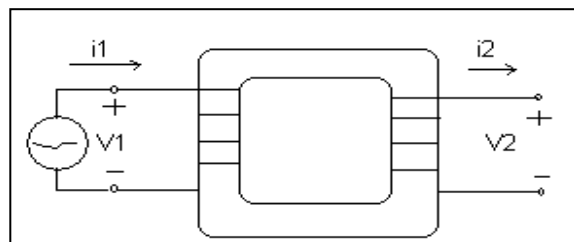
2.5. Principios de funcionamiento eléctrico del transformador

El principio de funcionamiento de un transformador ideal se basa en la transferencia de energía eléctrica por inducción de un arrollamiento a otro y suponiendo que en principio se cumple las condiciones ideales siguientes:

- Los devanados primario y secundario tienen resistencias óhmicas despreciables, lo que significa que no hay pérdidas por efecto Joule y no existen caídas de tensiones resistivas en el transformador.
- No existen flujos dispersos, lo que significa que todo el flujo magnético está confinado al núcleo y enlaza ambos devanados primario y secundario.

Al aplicar una tensión alterna V_1 al devanado primario, circulará por él una corriente alterna, que producirá a su vez un flujo alterno en el núcleo cuyo sentido vendrá determinado por la ley de Ampère. A su vez la variación periódica de este flujo de acuerdo a la ley de Faraday se crearán f.e.m.s. inducidas en el devanado secundario que darán lugar a una tensión alterna V_2 como se observa en la figura 19.

Figura 19. Transformador monofásico ideal



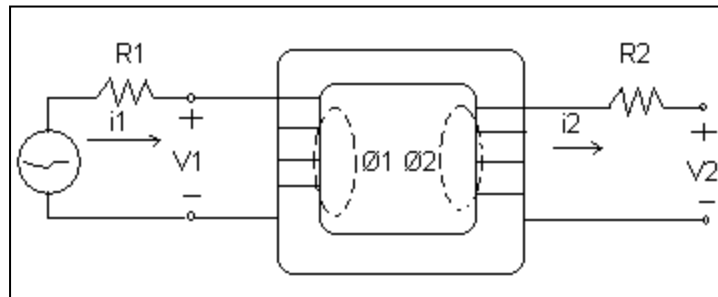
Fuente: elaboración propia, con programa Microsoft Project.

2.5.1. Funcionamiento de un transformador real

El funcionamiento de un transformador real es un tanto distinto al funcionamiento de uno con condiciones ideales, ya que en los transformadores reales hay que tomar en cuenta las cualidades de resistencia de los devanados y los flujos dispersos. Ya que la aparición de resistencia es inherente a la construcción de los devanados con hilo conductor y es prácticamente imposible poder confinar todo el flujo magnético en el núcleo.

En la figura 20 se muestra un circuito para obtener mayor claridad sobre el funcionamiento de un transformador real, donde se han considerado las resistencias R_1 y R_2 de los arrollamientos, y los flujos dispersos denominados \emptyset_1 y \emptyset_2 que se distribuyen en caminos no magnéticos.

Figura 20. Transformador monofásico real



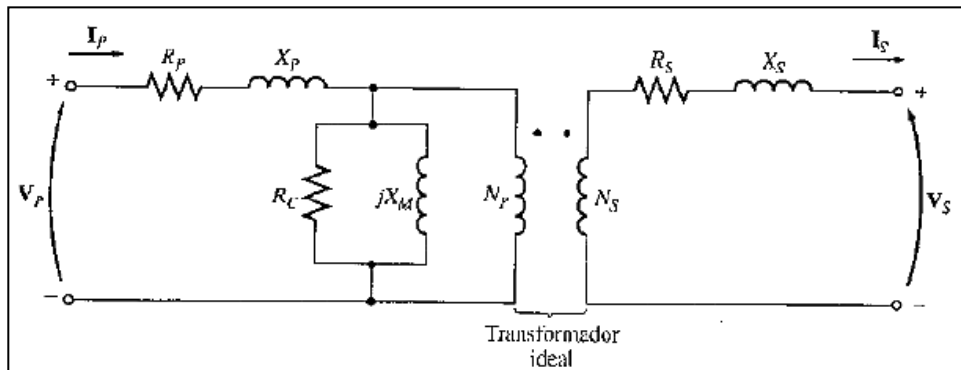
Fuente: elaboración propia, con programa Microsoft Project.

2.5.2. Circuito equivalente de un transformador

El desarrollo de circuitos equivalentes de las máquinas eléctricas no es una invención moderna, estando ligado a la propia evolución de la ingeniería eléctrica. En el caso del transformador el desarrollo de un circuito equivalente

para poder representar las pérdidas que ocurren de una manera confiable, se elaboró un modelo que se muestra en la figura 21.

Figura 21. **Circuito eléctrico**



Fuente: CHAPMAN, Stephen. *Máquinas eléctricas*. p. 85.

- Pérdidas en el cobre (I^2R) R_p y R_s . Son pérdidas por calentamiento resistivo en los devanados primario y secundario del transformador.
- Pérdidas de corrientes parásitas R_c . Son pérdidas por calentamiento resistivo en el núcleo del transformador.
- Pérdidas por histéresis X_m . Estas pérdidas están asociadas con los reacomodamiento de los dominios magnéticos en el núcleo durante cada semiciclo.
- Flujo de dispersión X_p y X_s . Los flujos que salen del núcleo y pasan solamente a través de una de las bobinas del transformador son flujos de dispersión.

2.6. Ensayos del transformador

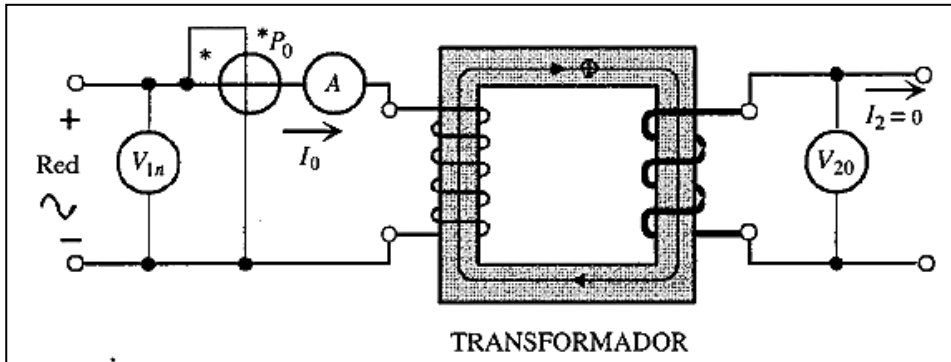
Los ensayos de un transformador representan las diversas pruebas que deben prepararse para verificar el comportamiento de la máquina. En la práctica resulta difícil la realización de ensayos reales debido por dos motivos esenciales, como la gran cantidad de energía que ha de disiparse en las pruebas y que es prácticamente imposible disponer de cargas lo suficientemente elevadas para hacer un ensayo en situaciones reales.

El comportamiento de un transformador, bajo cualquier condición de trabajo, puede predecirse con suficiente exactitud si se conocen los parámetros del circuito equivalente. Afortunadamente los elementos que intervienen en el circuito equivalente aproximado se pueden obtener con unos ensayos muy simples, que tienen además la ventaja de requerir muy poco consumo de energía. Los dos ensayos fundamentales que se utilizan en la práctica para la determinación de los parámetros del circuito equivalente de un transformador son: el ensayo de vacío y el ensayo de corto circuito.

2.6.1. Ensayo en vacío

Esta prueba consiste en aplicar al primario del transformador la tensión asignada, estando el secundario en circuito abierto. Al mismo tiempo debe medirse la potencia absorbida P_0 , la corriente de vacío I_0 y la tensión secundaria, de acuerdo con el esquema de conexiones de la figura 22.

Figura 22. Esquema eléctrico del ensayo en vacío



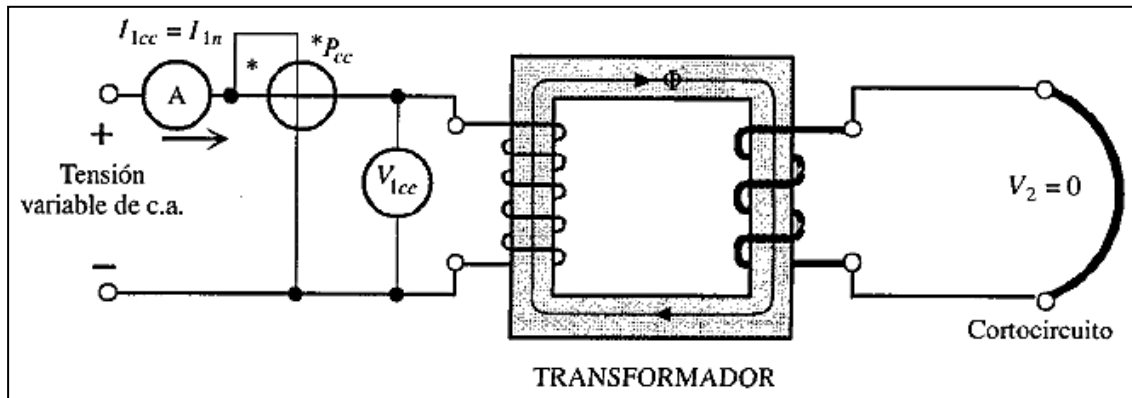
Fuente: FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. p. 189.

Las pérdidas ($R1I_0^2$) en vacío son despreciables debido al pequeño valor de I_0 , entonces se tiene que la potencia absorbida en vacío coincide y es prácticamente las pérdidas en el hierro.

2.6.2. Ensayo de cortocircuito

Esta prueba consiste en cortocircuitar el devanado secundario y aplicar una tensión al primario que se va elevando gradualmente, desde cero hasta que circula la corriente asignada de plena carga. El esquema de conexiones se muestra en la figura 23.

Figura 23. Esquema eléctrico del ensayo de cortocircuito



Fuente: FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. p. 190.

La tensión aplicada necesaria en esta prueba representa un pequeño porcentaje respecto a la asignada, por lo que el flujo en el núcleo es pequeño y siendo así despreciables las pérdidas en el hierro, entonces se tiene que la potencia absorbida en cortocircuito coincide y es prácticamente las pérdidas en el cobre.

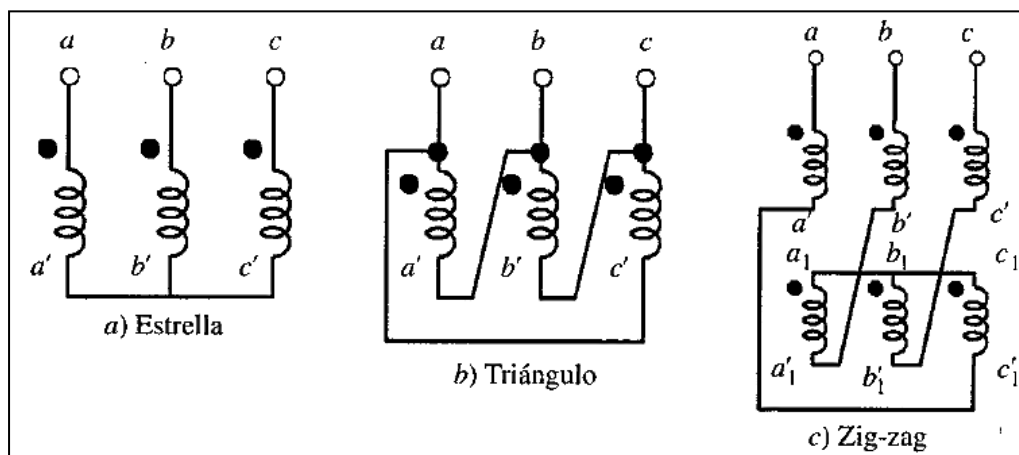
2.7. Transformador trifásico

La transformación de tensiones y corrientes en los sistemas trifásicos consiste en emplear un núcleo magnético donde se incorporan todos los devanados necesarios. En el caso de sistemas trifásicos está formado por tres columnas iguales sobre las que se arrollan las espiras, que constituyen los bobinados primario y secundario de cada fase.

Las formas más frecuentes que se emplean para realizar las conexiones de los arrollamientos son: en estrella, en triángulo y en zig-zag. En la conexión en estrella se unen en un mismo punto los tres extremos de los arrollamientos

que poseen la misma polaridad. En la conexión en triángulo se unen sucesivamente los extremos de polaridad opuesta de cada dos devanados hasta cerrar el circuito. La conexión zig-zag, que en la práctica solo se emplea en el lado de menor tensión, consiste en subdividir en dos partes iguales los devanados secundarios, una parte se conecta en estrella y luego cada rama se une en serie con las bobinas invertidas de las fases adyacentes, estas tres formas básicas se muestran en la figura 24.

Figura 24. Tipos de conexiones de transformadores trifásicos



Fuente: FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. p. 206.

Dependiendo de los tipos de conexión de los devanados de un transformador, pueden aparecer unas diferencias de fase entre las tensiones compuestas de primario y secundario. Estas diferencias de fases no se miden en grados, sino en múltiplos de $30^\circ = 2\pi/12$ radianes, lo que permite identificarlos con los que forman entre si las agujas de un reloj cuando marca una hora exacta, y esto da lugar al llamado índice horario del transformador; por ejemplo, un índice igual a 5 significa un retraso de $5 \times 30^\circ = 150^\circ$ de la tensión menor respecto de la superior.

En la figura 25 se recuadran los grupos de conexión existentes en el diseño de transformadores trifásicos.

Figura 25. Tipos de acoplamiento de transformadores trifásicos

INDICE DE DESFASE:	SÍMBOLO DE ACOPLAMIENTO	DIAGRAMA FASORIAL		ESQUEMA DE CONEXIONES	RELACION DE TRANSFORMACION
		ALTA TENSION	BAJA TENSION		
0 (0°)	Dd0				$\frac{N_1}{N_2}$
	Yy0				$\frac{N_1}{N_2}$
	Dz0				$\frac{2 N_1}{3 N_2}$
5 (150°)	Dy5				$\frac{1 N_1}{\sqrt{3} N_2}$
	Yd5				$\sqrt{3} \frac{N_1}{N_2}$
	Yz5				$\frac{2 N_1}{\sqrt{3} N_2}$

Continuación de la figura 25.

INDICE DE DESFASE	SIMBOLO DE ACOPLAMIENTO	DIAGRAMA FASORIAL		ESQUEMA DE CONEXIONES		RELACION DE TRANSFORMACION
		ALTA TENSION	BAJA TENSION			
6 (180°)	Dd6					$\frac{N_1}{N_2}$
	Yy6					$\frac{N_1}{N_2}$
	Dz6					$\frac{2 N_1}{3 N_2}$
11 (330°) (-30°)	Dy11					$\frac{1}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$
	Yd11					$\sqrt{3} \frac{N_1}{N_2}$
	Yz11					$\frac{2}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$

Fuente: *Análisis sobre transformadores trifásicos.*

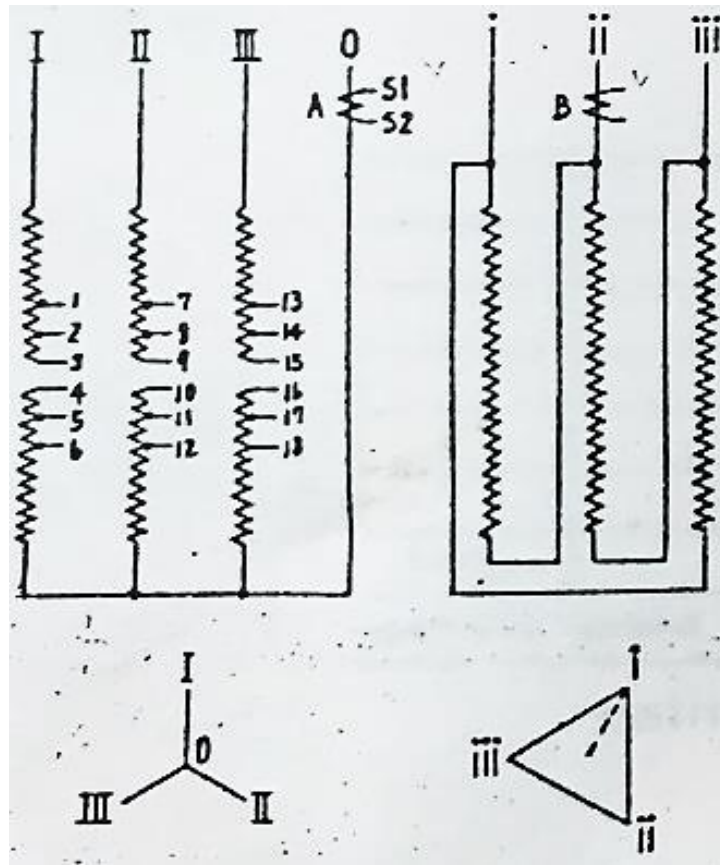
<https://www.monografias.com/trabajos78/analisis-transformadores-trifasicos/analisis-transformadores-trifasicos2.shtml>. Consulta: 23 de mayo de 2015.

En el caso de los transformadores de la planta Chixoy están dentro del grupo de conexión Dd5.

2.8. Conexiones del transformador

Los transformadores principales cuentan con una conexión en estrella del lado de alta tensión y una conexión delta del lado de baja tensión como se muestran en la figura 26.

Figura 26. Conexiones del transformador



Fuente: *Transformador de potencia*. Tomo 4. p. 13.

Esta conexión no tiene problemas con los componentes de tercer armónico de tensión, puesto que estos dan lugar a una corriente circulante en el lado conectado en triángulo. La conexión se comporta razonablemente bien bajo cargas desequilibradas, ya que el triángulo redistribuye parcialmente cualquier desequilibrio que se presente.

Sin embargo, esta disposición tiene el problema de que, debido a la conexión en triángulo, las tensiones secundarias sufren un desplazamiento de

30° con respecto a las tensiones del lado primario, lo cual puede causar inconvenientes al conectar en paralelo.

2.9. Cambiador de tap

En las redes de energía eléctrica es necesario un control de la tensión por varios motivos, para ajustar o regular tensión, para controlar flujo de potencia activa y reactiva en la red, para ajuste de la tensión, de acuerdo con los correspondientes cambios de carga.

Los transformadores principales de la planta Chixoy tienen en el lado de alta tensión, selectores de tensión con cinco posiciones. Manteniendo la tensión de baja tensión a 13,8 Kv, resultan al lado de alta tensión las siguientes tensiones en vacío mostradas en la tabla VI.

Tabla VI. **Posiciones del cambiador de tap**

Posición 1	245 Kv
Posición 2	240 Kv
Posición 3	235 Kv
Posición 4	230 Kv
Posición 5	225 Kv

Fuente: *Transformador de potencia*. Tomo 4. p. 29.

El selector no está diseñado para operar bajo tensión, por lo cual no puede realizarse ningún cambio de posición si el transformador está energizado.

Aunque en estos transformadores no se puede hacer ninguna operación en el cambiador de tap bajo carga, existen transformadores que si tienen la capacidad de regular la tensión bajo carga y se les denomina LTC.

Los cambiadores de tap (LTC) se utilizan para cambiar distintas conexiones (taps) de los devanados del transformador, mientras que el transformador se mantiene bajo carga nominal.

Un cambiador de tap es la única parte móvil de un transformador, y por lo tanto, es uno de los componentes más expuestos a diversos mecanismos de desgaste y de envejecimiento. Un cambiador de tap típico de transformadores de distribución, proporciona una regulación del 5 al 15 %, en pasos de 1,25 % de la tensión nominal, para transformadores de transmisión, proporciona cambio del orden del 10 % en pasos de 0,625 % o 1,25 % de la tensión nominal.

2.9.1. Factores de fallas en los cambiadores de tap

Recuperando el concepto de que las fallas en el cambiador de tap bajo carga (LTC), representa el 40 % de las fallas totales en una máquina, sin olvidar que se trata de la única parte móvil de un transformador, todo lo anterior se relaciona con la importancia y objetividad que se debe volcar sobre el funcionamiento y el desempeño de este componente durante toda la vida útil de una máquina, y en especial durante los mayores años de servicio.

Los disparadores de fallas que actúan sobre un LTC, podrían ser resumidos en los siguientes:

- El aceite aislante en el interior del comportamiento del cambiador de tomas, se encuentra expuesta a suciedad y degradación, debido a la producción de arcos durante la conmutación, lo que conduce a debilitar las propiedades del aislamiento.
- Los arcos durante las conmutaciones, y por ende un consecuente desgaste de sus contactos.
- El desgaste mecánico sobre sus partes móviles.
- Otro mecanismo de envejecimiento es el denominado “efecto a largo plazo” que se produce sobre el mecanismo selector cuando el cambiador está inmóvil.
- Debido a su movimiento poco frecuente, el selector siempre será propenso a sufrir los efectos de largo plazo, sin olvidar que el mismo no es accesible durante una rutina de mantenimiento normal, razón por la cual, por las mediciones precisas, y un diagnóstico temprano, se toman altamente necesarios.

3. TIPOS DE MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

3.1. Introducción

Entre los equipos de potencia de mayor relevancia en la transmisión de la energía eléctrica en la planta Chixoy se encuentran los transformadores de potencia, los cuales requirieron de una gran inversión inicial en la adquisición y puesta en servicio. Existen muchos fenómenos que pueden poner en riesgo la operación de los transformadores, estos fenómenos son de gran interés para los encargados de mantenimiento de la planta, porque tienden a envejecer prematuramente las condiciones de aislamiento de los transformadores y si no son objeto de un buen programa de mantenimiento que detecte las situaciones de riesgo o limitaciones de uso, la situación resultante conducirá a fallas, paro del equipo no programado, interrupciones del suministro de energía eléctrica que el día de hoy son tan negativas ante el cliente final y son efecto de sanciones y multas económicas para la planta.

Aunque el riesgo de falla de los transformadores en la planta ha sido bajo, cuando una falla ocurre inevitablemente incurre en altos gastos económicos y largos períodos de espera para solucionar el problema. Por otro lado los transformadores son equipos de alto costo y el reemplazo de piezas no siempre es la mejor solución, por lo que se debe contar un adecuado programa de mantenimiento para prolongar su vida útil.

Una pieza fundamental en el programa de mantenimiento de los transformadores debe ser el aceite dieléctrico, su análisis periódico es de vital

importancia ya que es una herramienta clave para monitorear el estado del transformador. No solo provee información sobre el estado del aceite, sino también ayuda a detectar fallas que puedan ser provocadas por el envejecimiento del sistema dieléctrico.

3.1.1. Políticas de mantenimiento

La importancia del mantenimiento de los transformadores principales de la planta, radica en la posibilidad de prolongar la vida útil de cada transformador y asimismo, evitar que este falle durante su operación, para lograr estos dos objetivos se debe mantener un estricto programa de mantenimiento que debe obedecer a una filosofía diseñada en las políticas de mantenimiento; incluyendo el mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo evitando llegar a este último.

3.1.2. Mantenimiento predictivo

Es el mantenimiento que permite conocer e informar permanentemente el estado y operatividad del equipo, en este tipo de mantenimiento se trata de adelantarse al fallo. Para lograr lo anterior se necesita implementar técnicas de revisión y ensayo para determinar con mejor certeza la condición del equipo y obtener un control más riguroso sobre el estado del equipo.

Este mantenimiento tiene como objetivo determinar en todo instante las condiciones técnicas de los equipos y disminuir las paradas por mantenimientos preventivos, y de esta manera reducir los costos de mantenimiento. La implementación de este tipo de mantenimiento requiere de inversiones en equipos, contrataciones de personal calificado e instrumentos para lograr

alcanzar todos los grados de confiabilidad que la máquina se mantiene operando en perfecto funcionamiento.

Las tareas de mantenimiento predictivo en un transformador incluye actividades como:

- Inspección visual de las partes que conforman el transformador.
- Ensayos no destructivos como: ultrasonido, radiografías, partículas magnéticas, líquidos penetrantes.
- Termografía infrarroja.
- Medición de parámetros de operación, voltaje, corriente, potencia, temperatura, entre otros.
- Cromatografía de gases.
- Detención y medición de descargas parciales.
- Pruebas físicas, químicas y eléctricas al aceite dieléctrico.

3.1.3. Mantenimiento preventivo

Este mantenimiento muchos lo denominan mantenimiento planificado, tiene como objetivo primordial prevenir las interrupciones o fallas. Pretende reducir al máximo la reparación de la máquina durante su periodo de vida útil realizando una rutina de inspecciones periódicas y renovando elementos dañados.

Este tipo de mantenimiento suele tener un carácter sistemático, es decir, se invierte aunque el equipo no haya dado ningún indicativo de tener un problema, actualmente se considera que los costos de este tipo de mantenimiento son relativamente elevados.

Las tareas de un mantenimiento preventivo en un transformador incluye actividades como:

- Pruebas de resistencia de aislamiento.
- Medición de pérdidas dieléctricas.
- Pruebas de corriente de excitación.
- Prueba de boquillas (*bushings*).
- Medición de impedancia de cortocircuito.
- Relación de transformación y polaridad.
- Resistencia de los devanados.

3.1.4. Mantenimiento correctivo

Este mantenimiento también es denominado reactivo, es aquel mantenimiento que ocupa reparación luego de que ha ocurrido una falla o avería en el equipo y produjo el paro súbito del mismo, es decir, solo actuará cuando se presente un error en el sistema de operación.

Es el tipo de mantenimiento más antiguo, puesto que permite operar el equipo hasta que la falla ocurra antes de su reparación o sustitución. Este tipo de mantenimiento requiere poca planeación y control pero sus desventajas lo hacen inaceptable en grandes instalaciones, ya que todo el trabajo es hecho con base en una emergencia, el cual resulta en un ineficiente empleo dentro de la planta Chixoy porque requiere de mano de obra, costos por reparación y repuestos no presupuestados.

Las tareas de un mantenimiento correctivo en un transformador incluye actividades como:

- Secado de asilamiento
- Tratamiento de aceite aislante por emergencia
- Reposición total de uno de sus devanados
- Medición de humedad residual en aislamientos

3.2. Pruebas recomendadas en el mantenimiento de transformadores de potencia

El estándar IEEE Std. C57.12.90 demarca varios tipos de pruebas para los transformadores sumergidos en aceite las cuales las clasifica según lo siguiente:

- Pruebas de rutina: realizadas para el control de la calidad del funcionamiento del transformador, se realizan cuando se quiere verificar

que el equipo aun cumple con las especificaciones de diseño para una operación óptima de la máquina.

- Pruebas de conformidad: estas pruebas están elaboradas específicamente para demostrar la conformidad con la determinada norma.
- Pruebas de diseño: realizadas para determinar la adecuación del diseño de un equipo o sus componentes a los rangos asignados para operar satisfactoriamente bajo condiciones normales de servicio. Estas pruebas se le realizan a un lote y no se repiten a menos que el diseño sufra alguna modificación representativa para el transformador.

Las pruebas de rutina que se le pueden aplicar a los transformadores principales de la planta Chixoy, para poder garantizar el correcto mantenimiento durante su vida útil, están especificadas por la Norma IEEE Std. C57.12.90 y describen a continuación:

3.2.1. Resistencia de los devanados

Esta prueba se realiza para obtener la resistencia de los devanados para poder realizar el cálculo de las pérdidas en el cobre de un transformador, además, sirve como parámetro en la determinación de posibles daños en el conexionado interno de los devanados.

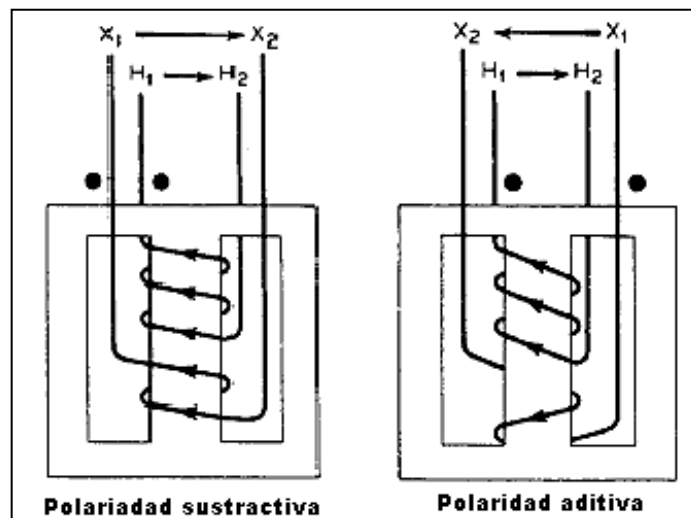
Para la medición de la resistencia se debe determinar de manera precisa la temperatura del aislamiento líquido en el cual se encuentran las bobinas sumergidas, para lo cual los devanados no deben ser sometidos a ningún campo o corriente por un lapso de 3 a 8 horas antes de iniciar la prueba y la

temperatura del líquido no puede variar más de 5 °C desde la parte superior hasta la base del transformador.

3.2.2. Relación, polaridad y fases

Esta prueba se aplica principalmente cuando se tienen transformadores conectados en paralelo, ya que ayuda a verificar la correcta relación de fases entre los devanados. También permite identificar las terminales que contienen la misma polaridad y si el diagrama vectorial que indica la placa es el correcto.

Figura 27. Polaridad aditiva y sustractiva



Fuente: Norma IEEE Std. C57.12.90-1999. p. 7.

3.2.3. Relación de transformación

Esta prueba da como resultado la relación que existe entre el número de vueltas del devanado de baja tensión con el número de vueltas del devanado de alta tensión.

Conocer la relación del transformador es útil para verificar que cada devanado contenga el número correcto de vueltas en todos los valores del cambiador de derivaciones. También se puede determinar que ninguna espira del devanado se encuentre cortocircuitada con alguna otra espira.

3.2.4. Corriente de excitación y pérdidas sin carga

Esta prueba es útil para el cálculo de las pérdidas en el núcleo y dieléctrico, se les denomina pérdidas sin carga. Estas son debidas a la corriente de excitación, normalmente las pérdidas en el conductor aparecen por las corrientes circulantes entre los bobinados paralelos. Hay que tomar en cuenta que todas estas cambian con el voltaje de excitación.

La corriente de excitación es aquella corriente que sirve para excitar el transformador cuando los demás devanados están abiertos. Casi siempre están expresadas en un porcentaje de la corriente en la que se prueban.

Las pérdidas sin carga son primordialmente las que se dan en el núcleo y están en función de la frecuencia y de la forma de la onda del voltaje de prueba. Adicionalmente existen otros factores que afectan la pérdida sin carga, como la temperatura, el grosor del metal del núcleo, la configuración y la densidad de flujo en el núcleo.

3.2.5. Pérdidas con carga e impedancia

Esta prueba se realiza para determinar las pérdidas que aparecen en el transformador con carga. Incluye las pérdidas en el conductor dadas por el efecto joule debido a la corriente de carga, las pérdidas por corrientes parásitas que se inducen por el flujo disperso y se forma en los devanados y otras partes

metálicas de la cuba. La prueba se realiza cortocircuitando uno de los devanados y aplicando un voltaje determinado en el otro bobinado necesario para poder generar un flujo de corriente.

La impedancia del transformador es el voltaje que se necesita para hacer circular una corriente a través de uno de los dos bobinados cuando un tercero está en cortocircuito. La impedancia casi siempre viene expresada en un valor porcentual del voltaje nominal del devanado en el cual se ha medido y viene indicado en la placa. Este valor comprende tanto la componente resistiva como la reactiva, el componente resistivo corresponde a las pérdidas cuando el transformador está bajo carga, mientras que el componente reactivo representa los flujos dispersos en los devanados.

3.2.6. Resistencia al aislamiento

Esta prueba mide la resistencia que presenta un material de aislamiento al flujo de corriente que se genera al aplicar un voltaje de corriente continua y es útil para establecer si el aislamiento está en buenas condiciones y proporciona un parámetro para poder comparar pruebas futuras. Este valor generalmente está en mega óhmetros.

Con variaciones a esta prueba, se han desarrollado índices tales como el de absorción dieléctrica y de polarización, que permiten evaluar la presencia de excesiva humedad o incluso una avanzada degradación del aceite.

3.2.7. Capacitancia

El transformador en conjunto es muy parecido a un condensador simple, ambos contienen un material dieléctrico como el aceite entre dos electrodos en

este caso los conductores. La capacitancia depende de la característica del material dieléctrico, y de la configuración física de los electrodos. En los equipos eléctricos si cambian las características de los materiales aislantes o la configuración de los conductores, producirá una diferencia en la medida de la capacitancia. Estos cambios son causados por el deterioro del aislamiento, contaminación o daños físicos en el transformador.

3.2.8. Factor de potencia y factor de disipación

La pérdida dieléctrica en un sistema de aislamiento es la potencia disipada por el aislamiento cuando se somete a una tensión alterna aplicada. Todo el aislamiento eléctrico cuenta con una cantidad medible de pérdida dieléctrica, independientemente de la condición. Un buen aislamiento por lo general tiene una pérdida muy baja.

El envejecimiento normal de un material aislante aumentará las pérdidas dieléctricas, la contaminación del aislamiento por la humedad o sustancias químicas pueden causar que las pérdidas alcancen valores muchos más altos de lo normal. El daño físico en el transformador u otras fuerzas externas también pueden afectar el nivel de las pérdidas.

El factor de pérdida es una relación adimensional expresado en porcentaje que da una indicación de la condición del aislamiento. Se mide en términos del factor de disipación ($\tan \Delta$) o factor de potencia. Cuando se aplica una tensión alterna al aislamiento, la corriente tiene dos componentes, uno resistivo y otro capacitivo, que se pueden medir por separado. Simplemente el factor de disipación es la relación de corriente resistiva y la corriente capacitiva. Y el factor de potencia es la relación de la corriente total que fluye a través del

aislamiento. Para la mayoría de aplicaciones que tengan relación con el aislamiento, ambas cantidades son muy similares.

3.2.9. Respuesta al impulso

Esta prueba consiste en aplicar un impulso de onda entre las terminales de alto voltaje y tierra, con un valor de cresta igual al especificado en los niveles de prueba. Estas fallas se detectan por medio de un osciloscopio que mostraba la forma de onda del voltaje aplicado y voltaje inducido, si alguna de estas dos ondas de voltajes presentan formas no deseadas debidas a la influencia de la saturación magnética y la duración del impulso el transformador podría estar dañado.

3.2.10. Voltaje inducido

Con esta prueba es posible confirmar que la resistencia del aislamiento es apta para poder soportar los esfuerzos dieléctricos que se dan entre espiras y capas de los devanados.

El transformador debe ser excitado exactamente como si estuviera en servicio, si se tiene un transformador trifásico se debe alimentar con una fuente trifásica, durante la prueba se incrementarán los voltios por espira efectivos en el transformador, por lo tanto se desea que la frecuencia sea alta para limitar la densidad de flujo magnético en el núcleo y evitar que se sature.

3.2.11. Voltaje aplicado

Con esta prueba es posible analizar la capacidad que tiene el aislamiento de poder soportar esfuerzos de tensión entre devanado y devanado, o entre

uno de los devanados y núcleo o alguna de sus partes estructurales, sometiendo al aislamiento a un esfuerzo dieléctrico.

La falla se puede identificar por humo o burbujeo del aceite, ruido o un incremento repentino en la corriente de prueba.

3.2.12. Descargas parciales

Las descargas parciales son aquellas que presentan alta frecuencia en el transformador, pero no suelen poner en cortocircuito dos electrodos de polaridad opuesta. Con esta prueba se puede distinguir dos tipos de descargas, externas, que se presentan en los medios líquidos o gaseosos sobre una parte del aislamiento que no está cubierto por el bobinado, internas, que se dan en las cavidades del aislamiento.

Si estas descargas parciales persisten empiezan a dañar el aislamiento de los devanados, produciendo fisuras que pueden cortocircuitar los devanados.

3.3. Componentes claves de un transformador de potencia dentro de su mantenimiento

En un transformador de potencia se requiere que todos sus dispositivos y elementos funcionen de la mejor manera, esto para evitar la falla de uno de ellos provoque un problema de mayor riesgo en cadena. Para obtener un mantenimiento de una manera óptima, se deben de tomar en cuenta los componentes claves que se describen en la tabla VII, y las inspecciones y ensayos que se le pueden realizar a dichos componentes.

Tabla VII. Componentes de un transformador

Elemento	Ensayos e inspecciones
Devanados	<ul style="list-style-type: none"> - Corriente de excitación - Impedancia de corto circuito - Resistencia de aislamiento - Polaridad - Resistencia de los devanados - Relación de transformación - Perdidas con carga y sin carga - Detección de descargas parciales - Factor de disipación y capacitancia
Núcleo	<ul style="list-style-type: none"> - Resistencia de aislamiento - Medición de la respuesta en frecuencia de pérdidas parásitas
Aceite dieléctrico	<ul style="list-style-type: none"> - Rigidez dieléctrica - Tensión interfacial - Número de neutralización - Inspección visual - Color - Factor de potencia - Cromatografía de gases - Acidez - Conteo de partículas - Contenido de agua - Gravedad específica
Bushings	<ul style="list-style-type: none"> - Factor de potencia del aislamiento - Nivel de aceite - Termografía infrarroja - Inspección visual
Cambiador de taps	<ul style="list-style-type: none"> - Termografía - Relación de transformación en taps - Inspección visual - Inspección al mecanismo del motor - Resistencia de contactos - Rigidez dieléctrica al aceite
Tanque y dispositivos asociados	<ul style="list-style-type: none"> - Inspección visual al sistema de enfriamiento y termografía - Funcionamiento de ventiladores - Revisión de bombas - Inspección de funcionamiento de relé detector de gas - Funcionamiento de medidores de flujo, temperatura, presión - Inspección visual de fugas y corrosión - Inspección a niveles de líquido aislante - Inspección visual de la válvula sobre presión

Fuente: elaboración propia.

3.4. Verificaciones adicionales a las pruebas de rutina al transformador

Entre las actividades del programa de manteniendo de los transformadores se propone añadir verificaciones cronológicas, que ayuden a llevar un mejor control del comportamiento de los transformadores entre las cuales se tiene las siguientes:

Mensualmente:

- Tomar lecturas de la temperatura del devanado y del aceite.
- Tomar lecturas de la presión del colchón e nitrógeno.
- Tomar lecturas de número de operaciones del cambiador de tap.
- Tomar lecturas de corriente y voltaje bajo carga.
- Tomar lecturas del nivel de aceite.
- Revisar la existencia de fugas de aceite del tanque, uniones y tuberías.
- Observar la operación de los ventiladores o bombas de circulación.
- Escuchar sonidos inusuales.
- Revisar el nivel de humedad de la sílica gel.
- Revisar las alarmas de protección.
- Revisar la puesta a tierra del transformador en busca de malos contactos, corrosión o conexiones rotas.
- Revisar los *bushing*, si no están astillados, flameados y el grado de contaminación.
- Revisar los pararrayos de entrada y salida si no están astillados, quebrados y grado de contaminación.

Semestralmente:

- Revisar si la válvula de sobre presión ha operado.
- Revisar el sistema de puesta a tierra del transformador.

Anualmente:

- Realizar termografía infrarroja completa en busca de puntos calientes.
- Revisar circuitos de control.
- Limpieza de porcelana de los *bushing* y pararrayos.
- Revisar la calibración de los relés.
- Revisar el cambiador de taps bajo carga en busca de fugas de aceite, desgaste, corrosión o malos contactos.
- Revisar los mecanismos de desconexión del transformador, lubricar los mecanismos.
- Inspección del cambiador del tap en busca de fugas de aceite, desgaste, corrosión o malos contactos.

Cada tres años:

- Efectuar un mantenimiento y limpieza completa de los equipos claves del transformador.

4. PROPUESTA DE PROTOCOLO DE PRUEBAS DE RUTINA APLICABLES A LOS TRANSFORMADORES PRINCIPALES DE LA PLANTA

Esta propuesta que se describe a continuación se basa en la verificación y comprobación de los componentes claves, de los transformadores principales de la planta Hidroeléctrica Chixoy, estructurado de tal manera que cada prueba o verificación se realice en un lapso adecuado. El protocolo está dividido en períodos de tiempo que permita conocer el estado del equipo de una forma certera. Incluso se puede variar un poco con el tiempo en que se realizan las verificaciones tomando en cuenta: los años de operación del transformador, el tipo de transformador, si el transformador ya ha presentado fallas anteriormente, si ha sido reparado y todos factores que alteren el funcionamiento de la máquina.

La norma que forma la base para la elaboración este protocolo es la Norma IEEE Std. 62-1995, que es una guía para la elaboración de pruebas diagnóstico de campo para transformadores, reguladores y reactores sumergidos en aceite.

4.1. Pruebas en las bobinas

En general las bobinas de los transformadores principales de la planta se deben probar para evidenciar desperfectos físicos, conexiones abiertas, conexiones en cortocircuito o defectos en el aislamiento en los devanados.

Los parámetros que se proponen en este protocolo de ensayos para comprobar a los transformadores de la planta en su mantenimiento, se describen a continuación:

4.1.1. Resistencia óhmica de los devanados

La medición de la resistencia de los devanados de los transformadores de la planta Chixoy, se debe verificar por lo menos una vez por año a los devanados de alta y baja tensión con la intención de determinar si hay conexiones flojas, circuitos abiertos o condiciones de alta resistencia. Lo anterior debe hacerse utilizando la Norma IEEE Std. 62-1995 sección 6.1.1.

En la mayoría de casos las condiciones de alta resistencia se presentan en los taps del transformador, por tal razón, es importante que esta prueba se realice específicamente en la posición normal del cambiador de tap, para verificar que el conmutador está correctamente posicionado.

4.1.1.1. Generalidades de la prueba

Esta prueba generalmente también es utilizada para obtener información para determinar las pérdidas en el cobre I^2R y tomar valores como referencia para el control y mantenimiento en campo.

La medición de resistencia se debe efectuar al menos con cuatro valores de corriente diferentes y la media de las resistencias calculadas a partir de esas mediciones se considera la resistencia del circuito. Para minimizar errores también se recomienda que la polaridad de la magnetización del núcleo se mantenga constante durante todas las mediciones.

La Norma IEEE Std. 62-1995 en su cláusula 6.1.1, indica que puede que sea necesario convertir las mediciones de resistencia a los valores correspondientes a la temperatura de referencia. Los cálculos de las conversiones se llevan a cabo por la siguiente ecuación:

$$R_s = R_m \frac{T_s + T_k}{T_m + T_k}$$

Donde:

R_s = resistencia a la temperatura de referencia deseada

R_m = resistencia medida a temperatura ambiente

T_s = temperatura de referencia deseada

T_m = temperatura ambiente (°C)

T_k = es 234,5 °C (cobre), 225 °C (aluminio)

4.1.1.2. Normas aplicables

Otras normativas internacionales que se recomiendan para la aplicación de este ensayo son las Normas IEC 60076-1 e IEEE Std. C57.12.90-1999.

4.1.1.3. Método de medición

Para este ensayo se recomienda el método puente o método micronmetro que se encuentra en la Norma IEEE Std. C57.12.90-1999 en su cláusula 5.5, y se describe a continuación:

- Método puente

El método puente en general se prefiere debido a su precisión y comodidad ya que el valor de la medición se obtiene directamente del instrumento. Según sea el rango de la resistencia a medir conviene usar un puente Wheatstone o Kelvin, siendo el primero adecuado para resistencias comprendidas entre $0,1\Omega$ a $1M\Omega$, mientras que el segundo lo es para resistencias de 1Ω a $0,0001\Omega$ aproximadamente.

Para transformadores trifásicos la medición se debe hacer entre fases, para el caso de los transformadores de la planta Chixoy tomando en cuenta que es una conexión Delta-Estrella, la mediciones se deben efectuar con base en las combinaciones descritas a continuación:

- Para los devanados de alta tensión la medición se realiza tomando el valor de resistencia entre las conexiones:
 - H1 – H0
 - H2 – H0
 - H3 – H0
- Para los devanados de baja tensión la medición se realiza tomando el valor de resistencia entre las conexiones:
 - X1 – X2
 - X2 – X3
 - X3 – X1

Todas estas mediciones se deben hacer en el tap 4, que es la posición normal del cambiador de tap.

4.1.1.4. Interpretación de los resultados

La interpretación de los resultados se debe efectuar con base en una comparación de las mediciones realizadas por separado en cada fase, comparando con los datos originales que se midieron en la fábrica o datos de placa.

Como criterio de aceptación o rechazo de los resultados, la desviación aceptable según Normas IEC 60076-1 e IEEE Std. 62-1995 en su cláusula 6.1.2.4, indica que se puede tener un 0,5 % de desviación y el resultado de la medición se considere satisfactorio.

Fuera de normatividad se puede aceptar hasta un 0,7 % de desviación, debiendo analizar una disminución de la carga en el transformador.

4.1.2. Relación de transformación y polaridad

La medición de la relación de espiras de los transformadores de la planta Chixoy no es más que la relación entre el número de vueltas del devanado de alta tensión y el número de vueltas del devanado de baja tensión. Estos valores se deben verificar por lo menos una vez por año, para la determinación de defectos existentes entre espiras, así como también para encontrar problemas de contactos en el cambiador de tap. Lo anterior debe realizarse utilizando la Norma IEEE Std. 62-1995 sección 6.1.2.3.2.

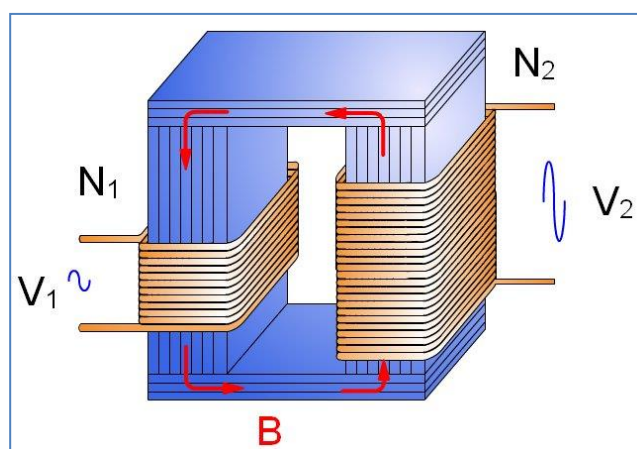
Durante el ensayo de relación también se verifica la polaridad, que está determinada por las conexiones internas del transformador y se indica mediante la placa característica, la polaridad es de interés para transformadores que se encuentran conectados en paralelo.

Se recomienda que la prueba de relación y polaridad se compruebe antes de energizar el transformador, después de realizado un mantenimiento esto con la intención de compararlos con las especificaciones de fábrica.

4.1.2.1. Generalidades de la prueba

Cuando el transformador esta en vacío, la relación de espiras es exactamente igual a la relación de las tensiones, donde N_1-N_2 es el número de vueltas de los devanados y V_1-V_2 son los voltajes presentes en los devanados tal y como lo muestra la figura 28.

Figura 28. Modelo de transformador en vacío



Fuente: *Transformador*. <http://www.electronicabasica.net/transformador/>. Consulta: 30 de marzo de 2014.

La ecuación fundamental para calcular la relación de transformación, relaciona corrientes y voltajes viene dada por:

$$\text{Relacion de transformación} = \eta = \frac{N_{\text{primario}}}{N_{\text{secundario}}} = \frac{V_{\text{primario}}}{V_{\text{secundario}}} = \frac{I_{\text{secundario}}}{I_{\text{primario}}}$$

Esta puede variar por factores como aislamiento deteriorado, daños físicos ocasionados por fallas, contaminación y desperfectos durante el transporte.

Para los transformadores de la planta que cuentan con cambiador de tap, la relación de transformación se deberá determinar para el tap 4, que es la posición normal del cambiador de tap.

La prueba normalmente se realiza con un equipo llamado medidor de relación de transformación (TTR) y el procedimiento consiste en aplicar un voltaje AC en el devanado primario y medir el valor del voltaje del secundario, esta operación la realiza directamente el equipo y muestra los resultados en la pantalla. La medición se debe realizar como mínimo con cuatro valores de voltaje diferente, incrementándose en pasos de 10 %.

Existen dos maneras distintas de construir el devanado secundario de un transformador, ya sea que se arrollan en el mismo sentido del devanado primario o en sentido opuesto, esto según el criterio del fabricante.

Derivado de lo anterior existe la posibilidad que la intensidad de la corriente del devanado primario y secundario circule en un mismo sentido, o en sentido opuesto. Se dice que la polaridad es aditiva cuando el devanado primario y secundario están arrollados en el mismo sentido y polaridad sustractiva cuando están arrollados en sentido opuesto.

4.1.2.2. Normas aplicables

Otras normativas internacionales que se recomiendan para la aplicación de este ensayo son las Normas IEC 60076-1 e IEEE Std. C57.12.90-1999.

4.1.2.3. Métodos de medición

Para este ensayo se recomienda el método del voltímetro que se describe en la Norma IEEE Std. C57.12.90-1999 en su cláusula 7.3, principio que utiliza el TTR para efectuar la medición de relación de espiras y se describe a continuación:

- Método del voltímetro

Para este método se utilizan dos voltímetros, uno para leer la tensión del devanado primario, y el otro para leer la tensión del devanado secundario. Las dos lecturas de voltaje se leerán de forma simultánea.

La norma IEEE indica que se debe tomar una serie de segundas lecturas con los instrumentos intercambiados, y si se promedian los resultados servirán para compensar los errores de los instrumentos. También menciona que el ensayo se debe realizar en no menos de cuatro voltajes diferentes en aproximadamente 10 por ciento de aumento y el resultado promedio será tomado como el valor real.

Para obtener la relación de transformación de cada fase de los transformadores de la planta Chixoy, las mediciones se deben efectuar con base en las siguientes conexiones:

- H1-H0 y X1-X2
- H2-H0 y X2-X3
- H3-H0 y X3-X1

Para la prueba de polaridad se recomienda el método inductivo o el método de alternancia de tensión los cuales se encuentran en la Norma IEEE Std. C57.12.90-1999 en su cláusula 6.2, y se describen a continuación:

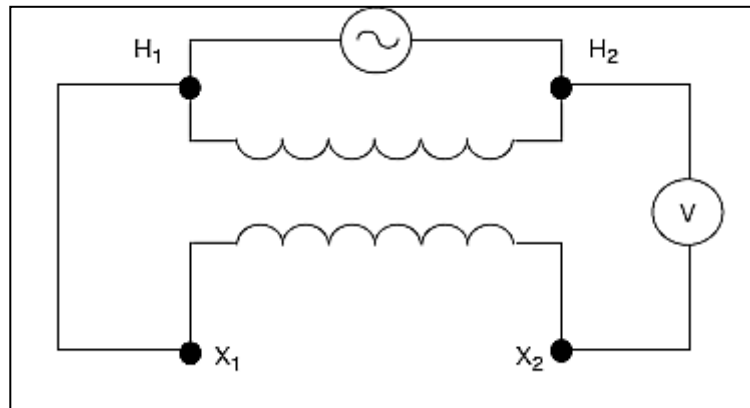
- Impulso inductivo

Esta prueba se realiza inyectando una corriente directa en los devanados de alta tensión y se coloca un voltímetro de corriente directa en las terminales de alta, con el objetivo de obtener una deflexión, luego se realiza del lado de baja, si se encuentra una deflexión negativa significa que se tiene una polaridad sustractiva y si se encuentra una deflexión positiva se tiene una polaridad aditiva.

- Alternancia de tensión

Si la relación de transformación es menor a 30, entonces la polaridad se puede medir mediante el uso de una fuente de AC y un voltímetro haciendo el conector como se muestra en la figura 29.

Figura 29. **Polaridad por el método de AC**



Fuente: *Norma IEEE Std. 62-1995*. p. 11.

Si el voltímetro de corriente alterna indica un valor menor que el voltaje de la fuente se dice que la polaridad es sustractiva. Si el voltaje del voltímetro indica un valor mayor que el voltaje de la fuente se dice que la polaridad es aditiva.

4.1.2.4. Interpretación de los resultados

Una vez registrado los valores de las mediciones de la relación del transformador se debe efectuar el cálculo del porcentaje de error entre los valores obtenidos y el valor de teórico real, que para el caso de los transformadores de la planta Chixoy la relación es 9,622. Valor que se obtiene al dividir el voltaje de fase de alta tensión y el voltaje de fase de baja tensión.

El máximo porcentaje de desviación que se debe obtener del error según las Normas IEEE Std. C57.12.00 cláusula 9.1 e IEC 60076-1 cláusula 9, la relación de transformación no debe ser mayor al 0,5 %. Valores superiores a este, pueden llevar a la determinación que el transformador puede tener un

deterioro en sus características magnéticas del núcleo o un deterioro en las bobinas que lo conforman.

4.1.3. Corriente de excitación

Esta medición da el valor de la corriente de excitación de los transformadores de la planta Chixoy, que es la que se genera cuando se aplica un voltaje en las terminales del devanado primario y el devanado secundario se encuentra abierto o sin carga, la corriente de excitación es la corriente necesaria para producir un flujo magnético en el núcleo de los transformadores.

Para transformadores de baja potencia la corriente de excitación es cercana del 1 al 5 % de la corriente nominal y para transformadores de gran potencia será del orden del 0,1 al 0,3 %.

Este ensayo es de carácter muy sensible y se debe verificar por lo menos una vez al año, con finalidad de detectar condiciones anómalas en la estructura magnética del núcleo, falla en el aislamiento del enrollamiento de los devanados por cortocircuito, falsos contactos ya que provocan cambios en la reluctancia del circuito magnético, caminos conductores entre fase y fase y aislamiento de las laminaciones del núcleo deterioradas. Lo anterior debe realizarse utilizando la Norma IEEE Std. 62-1995 sección 6.1.3.2.

4.1.3.1. Generalidades de la prueba

Este ensayo además de determinar anomalías en los transformadores, también sirve para determinar las pérdidas en el hierro, porque al estar el transformador en vacío, no entrega potencia y toda la potencia que absorbe se gasta en pérdidas. Como la corriente que circula por el

secundario es nula, en ese devanado no hay pérdidas en el cobre, por otra parte como la corriente primaria en vacío es mucho menor que la nominal, las pérdidas en el cobre en el devanado primario son despreciables.

Un aspecto importante de recordar es que cuando se realiza este ensayo se obtiene siempre dos corrientes altas y una baja en el caso de una conexión en estrella y una corriente alta y dos bajas en el caso de una conexión en delta, esto ocurre es debido al camino que toma la corriente en cada medición ya que en la fase central se tiene una reluctancia más baja.

El transformador puede tener un magnetismo residual como resultado de pruebas anteriores en DC, el magnetismo residual da como resultado un valor más alto que la corriente normal de excitación. Si se observa un cambio significativo en los resultados, el único método para poder eliminar el efecto del magnetismo residual, es desmagnetizar la base del transformador.

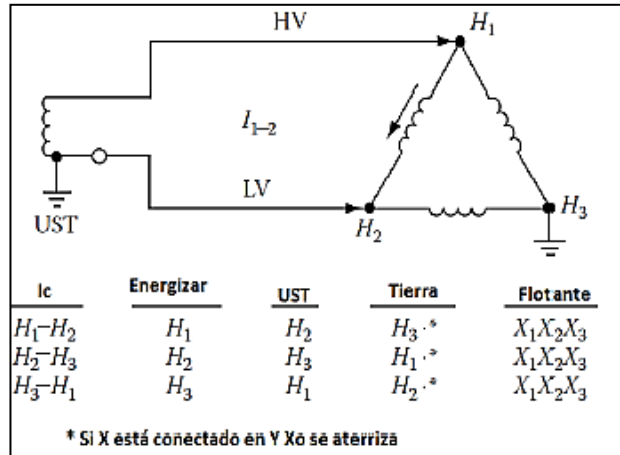
4.1.3.2. Normas aplicables

Otra normativa internacional que se recomiendan para la aplicación de este ensayo es la Norma IEEE Std. C57.12.90-1999.

4.1.3.3. Método de medición

Esta prueba es simplemente la prueba en vacío y para realizar las mediciones se aplica una tensión en cada devanado primario, uno a la vez, dejando el devanado secundario abierto. Para este ensayo se recomienda un voltaje de prueba de 10 Kv.

Figura 30. **Conexión para prueba de corriente de excitación**



Fuente: SÁNCHEZ, Leonardo. *Guía para la elaboración de ensayos de diagnóstico en campo a transformadores eléctricos de potencia*. p. 65.

Tomando en cuenta que se tiene una conexión delta en el devanado primario de los transformadores de la planta, en la figura 30 se muestra la conexión necesaria para la aplicación del método de medición.

La norma IEEE indica que para la realización de esta prueba la frecuencia de la fuente debe estar dentro del $\pm 0,5 \%$ de la frecuencia nominal del transformador, la temperatura media del aceite debe ser de $\pm 10 \text{ }^\circ\text{C}$ de la temperatura de referencia y la diferencia entre las temperaturas del aceite en la parte superior e inferior no exceda de $5 \text{ }^\circ\text{C}$.

4.1.3.4. Interpretación de los resultados

El ensayo de corriente de excitación es de carácter comparativo, por lo tanto los valores obtenidos, pueden ser referenciados con pruebas realizadas anteriormente con el objetivo de determinar la aparición de un defecto en el

tiempo, de no existir dicho registro, se debe comparar con pruebas realizadas a transformadores de iguales características. Es necesario que las pruebas se realicen a la misma tensión para que los resultados sean comparables.

Para el caso de los transformadores de la planta Chixoy, como se tiene una conexión delta en el devanado primario en el resultado de la medición, se debería tener una corriente alta y dos corrientes bajas casi del mismo valor.

La corriente de excitación en el devanado debe ser de bajo valor, porque de obtener un corriente de excitación excesiva da el indicio que existe una espira en cortocircuito. La empresa Megger sugiere que al comparar los resultados con datos de fábrica o pruebas anteriores, si la corriente de excitación es menor a 50 mA, la diferencia entre los dos valores más altos debe ser menor al 10 %, si la corriente de excitación es mayor a 50 mA, la diferencia entre los dos valores más altos debe ser menor a 5 %. Si existen importantes variaciones, es probable que existan problemas de puntos calientes, deterioro en el núcleo magnético, pernos de sujeción flojos en el empaquetamiento magnético o desprendimiento del *shunt* magnético.

4.1.4. Impedancia de corto circuito

Esta medición pone en evidencia la capacidad que tiene el transformador para soportar su carga nominal sin pérdida excesiva de tensión y se realiza midiendo la impedancia del equipo. Este ensayo es tradicionalmente conocido como ensayo de corto circuito y se basa en suministrar un voltaje de AC por el devanado de alta, estando el devanado de baja en cortocircuito.

Este ensayo también llamado reactancia de dispersión se debe verificar por lo menos una vez al año, con el fin detectar movimientos en los devanados,

estos movimientos usualmente ocurren debido a un daño durante su transportación o instalación y también debido a una fuerte corriente de falla. Lo anterior debe realizarse utilizando la Norma IEEE Std. 62-1995 sección 6.1.4.5.

4.1.4.1. Generalidades de la prueba

Las pérdidas de carga de un transformador son las incidentes de una carga específica realizada por el transformador. Las pérdidas de carga incluyen la de los devanados I^2R debidas a las corrientes parásitas y a las corrientes de Eddy inducidas por el flujo disperso en los devanados, las abrazaderas del núcleo, las paredes del tanque, y todas las partes conductoras.

La tensión de impedancia de un transformador es el voltaje necesario para hacer circular la corriente nominal a través de uno de los devanados cuando el otro está en cortocircuito. La tensión de impedancia está compuesta por dos componentes, el componente resistivo que está en fase con la corriente y corresponde a las pérdidas de carga y el componente reactivo que está a 90° grados de la corriente y corresponde a las pérdidas vinculadas al flujo de dispersión.

La tensión de impedancia se debe ajustar para hacer circular corriente nominal en el bobinado. Esta tensión generalmente esta en el orden del 1 y 15 % de la tensión nominal

4.1.4.2. Normas aplicables

Otra normativa internacional que se recomiendan para la aplicación de este ensayo es la Norma IEEE Std. C57.12.90-1999.

4.1.4.3. Método de medición

La Norma IEEE Std. C57.12.90-199 presenta unas consideraciones que se deben de tomar en cuenta no importando el método de prueba seleccionado, los requisitos preparatorios deberán cumplirse para obtener resultados satisfactorios en la prueba:

- La temperatura del aceite debe estar estabilizada y la diferencia máxima de la temperatura en la parte superior e inferior no debe de superar los 5 °C.
- La temperatura de los devanados se debe tomar inmediatamente antes y después de realizar la prueba en tiempo real.
- La diferencia en la temperatura de los devanados antes y después del ensayo no podrá ser superior a 5 °C.
- Los conductores utilizados para cortocircuitar la alta corriente del devanado de baja tensión deberá ser de una sección transversal igual o mayor que los conductores de los devanados y deben ser tan cortos como sea posible y mantenerse alejados de las masas magnéticas, los contactos deben estar limpios y apretados.
- La frecuencia de la fuente de prueba deberá ser de $\pm 0,5$ % de la nominal.

El valor que es de interés conocer en el caso de los transformadores de la planta Chixoy es la impedancia trifásica, por lo tanto el método que se recomienda para realizar esta prueba es el que se describe a continuación:

El equipo con el que se ensaya el transformador debe contar con una fuente de alimentación monofásica independiente a la conexión del devanado, el terminal neutro no se utiliza para esta prueba.

La prueba se realiza cortocircuitando los tres devanados de baja tensión y aplicando un voltaje monofásico de aproximadamente 200 Kv a frecuencia nominal en los terminales del devanado de alta tensión, este voltaje se debe aplicar en las combinaciones que se muestran a continuación:

- H1 y H2
- H2 y H3
- H3 y H1

Entonces la impedancia trifásica en porcentaje el equipo la calcula de la siguiente manera:

$$\%Z_{trifásica} = \left(\frac{1}{60}\right) \cdot \left[\left(\frac{E_{12} + E_{23} + E_{31}}{I_m}\right)\right] \cdot \left[\frac{kVA_{3r}}{(kV_{1r})^2}\right]$$

Donde:

E_{12}, E_{23}, E_{31} = voltajes que se aplicaron a la prueba

I_m = corriente

kVA_{3r} = kilovoltamperios trifásicos

kV_{1r} = voltaje de línea a línea nominal de las bobinas energizadas

Esta prueba se deberá determinar para el tap 4, que es la posición normal del cambiador de tap.

4.1.4.4. Interpretación de los resultados

La Norma IEEE Std. 62-1995 en su cláusula 6.1.4.8 limita que la desviación permisible sea menos de $\pm 3\%$ para la medición de esta prueba.

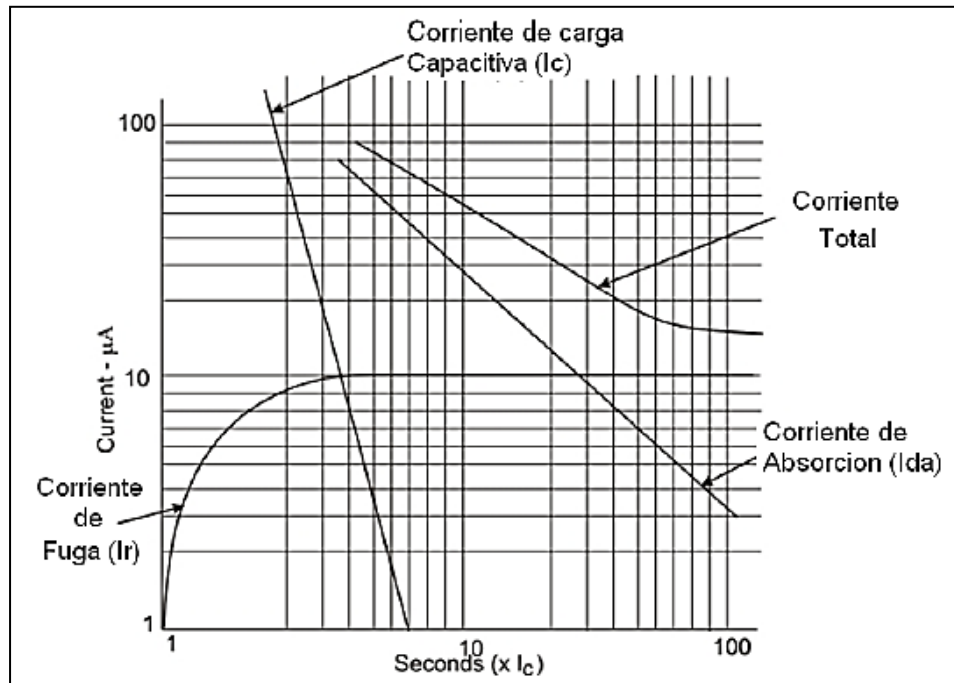
Se deberá calcular la desviación entre el valor medido y la impedancia descrita en la placa de cada transformador. Un valor superior a este indicará que existen irregularidades en el circuito magnético, desplazamiento de bobinas o deformaciones mecánicas.

4.1.5. Resistencia al aislamiento e índice de polarización

La medición de la resistencia del aislamiento de los transformadores de la planta Chixoy se debe verificar por lo menos una vez al año, con el fin de verificar el estado de humedad y contaminación en el aislamiento del núcleo y de los devanados, algún problema severo con el sistema de aislamiento o detectar si existe un núcleo múltiplemente aterrizado.

Cuando se le aplica un voltaje de DC a un aislamiento la corriente que fluye cuenta con tres componentes, como se muestran en la figura 31.

Figura 31. **Corrientes en el aislamiento**



Fuente: *Pruebas eléctricas a transformadores.*

http://www.artecing.com.uy/pdf/seminariomeggerjulio/pruebas_electricas_transformadores.pdf.

Consulta: 4 de abril de 2015.

- Corriente capacitiva: es una corriente de magnitud comparativamente alta y de corta duración, que decrece rápidamente a un valor despreciable, generalmente en un tiempo no más de 15 segundos, conforme se carga el aislamiento, y es la responsable del bajo valor inicial de la resistencia de aislamiento.
- Corriente de absorción: esta corriente también decrece gradualmente con el tiempo, de un valor relativamente hasta un valor de aproximadamente cero. Generalmente los valores de resistencia en los primeros minutos de la prueba quedan determinados en gran parte por la corriente de

absorción, esta corriente puede durar varios minutos u horas en obtener un valor despreciable, pero para efectos de prueba puede tomarse como despreciable a los 10 minutos del ensayo.

- Corriente de fuga: esta es la corriente que fluye a través del aislamiento y se vuelve estable rápidamente, predomina después que la corriente de absorción se hace despreciable.

Además de la prueba de resistencia de aislamiento, existen dos índices que aportan información que ayuda a incrementar la exactitud de dicha prueba.

- Índice de polarización: con la finalidad de incrementar la exactitud del estado de los aislamientos del transformador, se realiza el cálculo del índice de polarización que es el cociente entre la resistencia medida a 1 minuto de la prueba y la resistencia medida a los 10 minutos.

$$\text{Índice de polarización} = \frac{\text{Resistencia de aislamiento a los 10 minutos}}{\text{Resistencia de aislamiento a 60 segundos}}$$

- Índice de absorción: además del índice de polarización, es factible utilizar el índice de absorción que es el cociente entre la resistencia medida a 60 segundos de la prueba y la resistencia a los 30 segundos, esto con el fin de proporcionar una mayor exactitud de la prueba.

$$\text{Índice de absorción} = \frac{\text{Resistencia de aislamiento a 60 segundos}}{\text{Resistencia de aislamiento a 30 segundos}}$$

Las mediciones obtenidas en la prueba de resistencia de aislamiento junto con los valores del índice de polarización y absorción, dan una muy clara referencia del estado del aislamiento del transformador.

4.1.5.1. Generalidades de la prueba

En la prueba de resistencia del aislamiento es recomendable realizar una curva resistencia/tiempo con diferentes valores de resistencia, medidos durante los 10 minutos que dura la prueba, para efectuar un análisis sobre los valores obtenidos.

Las curvas que presenten una estabilización del valor de la resistencia durante los primeros 3 minutos, indicaran un equilibrio en la característica de absorción debido a pequeñas resistencias de dispersión presentes en el interior del transformador ocasionadas por el deterioro creciente del aislamiento o del aceite. Las curvas que presenten un crecimiento constante durante los 10 minutos, indicaran características saludables tanto en el aceite así como en el aislamiento de los devanados.

Es muy importante que la temperatura del sistema de aislamiento se conozca cuando se realice la prueba, la resistencia de aislamiento es muy sensible a la temperatura y varía inversamente con la temperatura ambiente. Las mediciones generalmente son corregidas a la temperatura de referencia, por lo general a 20 °C utilizando los factores adecuados que han sido preparados con este propósito y se muestran en la figura 32.

Figura 32. **Factores de corrección para la prueba de resistencia de aislamiento**

TEMPERATURA	FACTOR "K"	TEMPERATURA	FACTOR "K"
95	89,0	35	2,5
90	66,0	30	1,8
85	49,0	25	1,3
80	36,2	20	1,0
75	26,8	15	0,73
70	20,0	10	0,54
65	14,8	5	0,40
60	11,0	0	0,30
55	8,1	-5	0,22
50	6,0	-10	0,16
45	4,5	-15	0,12

Fuente: CAMARGO, Diana. *Rediseño del campo de pruebas para transformadores de distribución de siemens S. A.* p. 14.

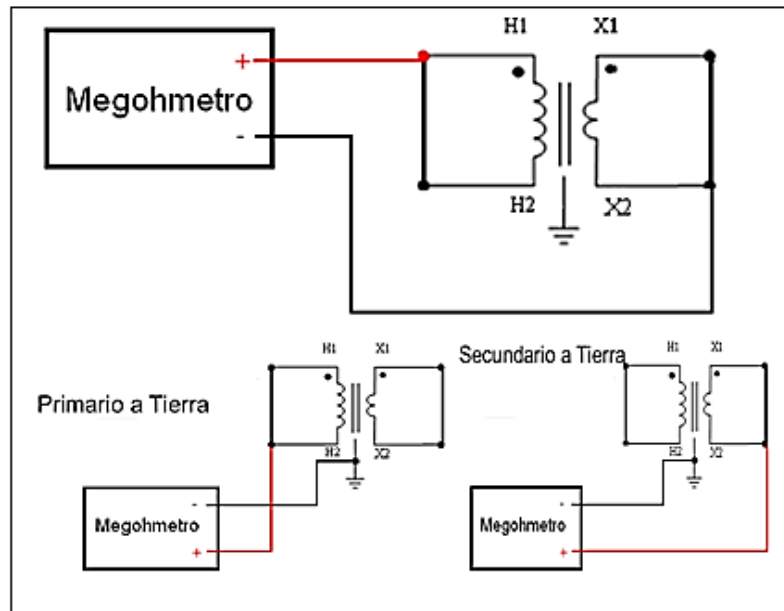
4.1.5.2. Normas aplicables

La normativa internacional que se recomiendan para la aplicación de este ensayo es la Norma IEEE Std. 62-1995.

4.1.5.3. Método de medición

Para efectuar esta prueba los devanados se conectan en cortocircuito en el lado de alto y bajo voltaje y se debe de efectuar tres mediciones, como lo indica la figura 33.

Figura 33. **Conexiones para la medición de resistencia de aislamiento**



Fuente: elaboración propia, con programa Microsoft Project.

- Devanado de alto contra devanado de baja: al realizar esta prueba se mide la resistencia de aislamiento que existe en el papel aislante.
- Devanado de alta contra tierra: al realizar esta prueba se mide la resistencia de aislamiento de alta tensión y del aceite aislante.
- Devanado de baja contra tierra: al realizar esta prueba se mide la resistencia de aislamiento de baja tensión y del aceite aislante.

Se recomienda que las mediciones se realicen a un voltaje de 5 000 DC, con una duración de 10 minutos y que el equipo registre los valores de resistencia en intervalos de 10 segundos y calcule automáticamente el índice de polarización e índice de absorción y capacitancia.

4.1.5.4. Interpretación de los resultados

No existen valores en específico de resistencia de aislamiento aceptables que se puedan dar para esta prueba, ya que estos varían según el equipo que se esté probando, sin embargo, se debe hacer referencia a los históricos de la prueba para establecer una tendencia, tomando en consideración que diferencias excesivas entre estos valores resaltan un deterioro o contaminación del aislamiento.

La Norma IEEE Std. 62-1995 en su cláusula 6.1.5.2 indica que el índice de polarización debe estar entre 1,1 a 1,3 para que el valor de la resistencia de aislamiento sea aceptable, un valor más alto indica que el sistema de aislamiento está en buenas condiciones. Un índice de polarización menor a 1 indica problemas serios en el aislamiento del equipo y requiere de una acción correctiva.

4.1.6. Factor de potencia, factor de disipación y capacitancia

La medición del factor de potencia, la capacitancia y el factor de disipación de los devanados se deben verificar por lo menos una vez al año, ya que son valores que ayudará a obtener información sobre la pérdida dieléctrica del sistema de aislamiento. Lo anterior debe realizarse utilizando la Norma IEEE Std. 62-1995 sección 6.1 y anexo A.

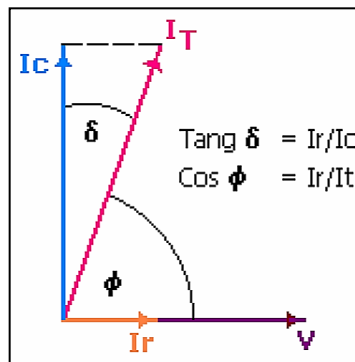
Todo sistema de aislamiento sin importar su condición tiene una cantidad medible de pérdidas, estas pérdidas aumentarán progresivamente con el envejecimiento normal del material aislante, contaminación del aislamiento por sustancias químicas o humedad también pueden causar que las pérdidas aumenten más de lo normal.

El factor de pérdidas es una relación de corrientes expresado en porcentaje que da una indicación del estado del aislamiento. Se puede medir en términos del factor de potencia o del factor de disipación.

Cuando se aplica una fuente de voltaje alterno a un aislamiento, se produce una corriente que fluye a través de él y esta corriente tiene dos componentes, uno capacitivo y otro resistivo, como se observa en el diagrama fasorial de la figura 34.

El factor de potencia es la relación que existe entre la corriente resistiva y la corriente total, mientras que el factor de disipación es la relación de la corriente resistiva con la corriente capacitiva.

Figura 34. **Diagrama fasorial de las corrientes en un aislador**



Fuente: elaboración propia, con programa Microsoft Project.

Un buen factor de potencia representa un (θ) grande, aproximadamente de 90° , con esta condición se puede determinar que las propiedades aislantes de los devanados, *bushings* y aceite están en perfectas condiciones.

El factor de disipación no varía con el volumen del sistema de aislación probado, un valor negativo indicará un deterioro en el sistema aislante y un aumento de este valor en función de la tensión aplicada, es un indicio de que existen problemas de asilamiento. Un buen factor de disipación debe tender a cero.

Otro aspecto importante en la medición del factor de potencia es la capacitancia, ya que un transformador es muy parecido a un condensador. Ambos contienen un potencial eléctrico separado de un material dieléctrico. En un transformador existen cambios en las características del material aislante o en la configuración en los conductores, producirá un cambio en la capacitancia. Estos cambios son causados por el deterioro del aislamiento, contaminación o daños físicos.

4.1.6.1. Generalidades de la prueba

Al momento de realizar la prueba es importante registrar las condiciones ambientales, como: la temperatura, la humedad relativa y la precipitación. El factor de pérdidas de un aislamiento es muy sensible a las variaciones de estos factores ambientales, la temperatura de referencia utilizada en la mayoría de casos es de 20 °C.

La corrección de los resultados a la temperatura de referencia, deben realizarse con base en los factores de corrección de la tabla VIII.

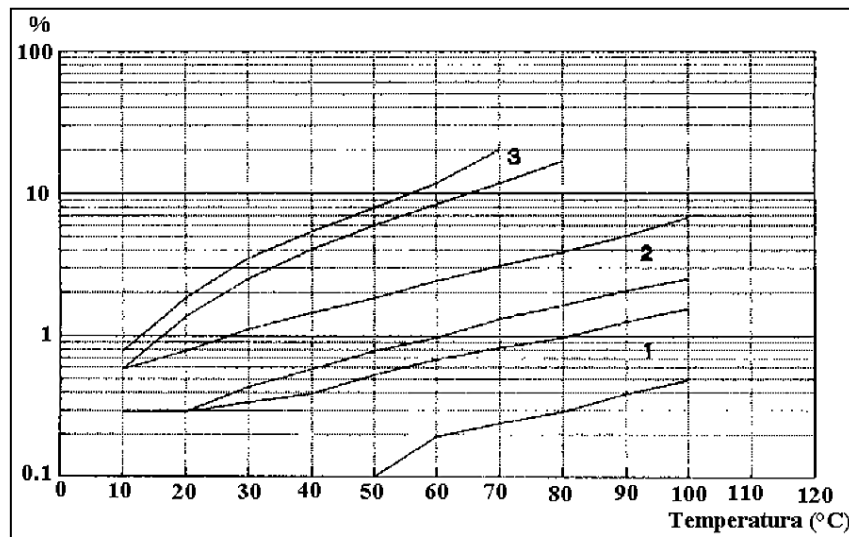
Tabla VIII. **Factor de corrección de temperatura**

Temperatura (°C)	Factor de corrección	Temperatura (°C)	Factor de corrección
10	0,80	40	1,55
15	0,90	45	1,75
20	1	50	1,95
25	1,12	55	2,18
30	1,25	60	2,42
35	1,40	65	2,70

Fuente: UTNLAT. *Laboratorio de investigaciones y ensayos en altas tensiones*. p. 5.

Para entender de una mejor manera el comportamiento de la tangente delta, en la figura 35 se ilustra la tangente delta en función de la temperatura para diferentes condiciones de envejecimiento.

Figura 35. **Comportamiento de la tangente delta**



Fuente: *Aclaración de Norma IEEE Std. 62-1995*. p. 6.

En la figura anterior se indican las siguientes zonas:

- Aceite nuevo
- Aceite envejecido en ausencia de degradamiento del aislamiento
- Aceite envejecido en presencia de degradamiento del aislamiento

Los valores de factor de potencia en el transformador, se pueden interpretar dentro de tres fundamentos. Un valor de factor de potencia elevado en la zona de fallos iniciales, podría identificarse como un error de fábrica o en el montaje del equipo. Si se detecta un crecimiento anormal cuando el equipo se encuentra en operación normal, esta pudo haberse dado debido a fallas por factores externos, como por ejemplo una descarga atmosférica. Si el crecimiento se presenta cuando el transformador bordea o ha entrado a la zona crítica, es importante hacer un estudio más completo sobre el aislamiento, debido a que este se ve afectado seriamente por causas de envejecimiento del mismo del equipo.

4.1.6.2. Normas aplicables

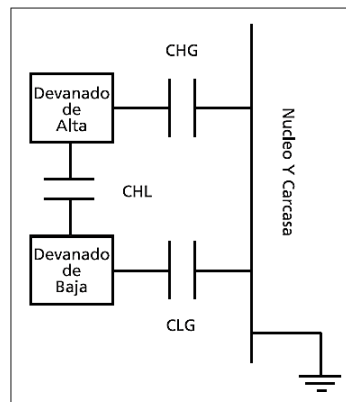
Otra normativa internacional que se recomiendan para la aplicación de este ensayo es la Norma IEC 60076-3.

4.1.6.3. Métodos de medición

Para esta medición la Norma IEEE Std. 62-1995 en su anexo A, indica que los equipos modernos de pruebas vienen equipados con dos opciones disponibles para realizar pruebas de factor de potencia, uno es en modo (UST) por sus siglas en inglés Ungrounded Specimen Test, que significa prueba de un equipo no puesto a tierra y el otro modo en (GST) por sus siglas en inglés Grounded Specimen Test, que significa prueba de un equipo puesto a tierra. Un

sistema de aislamiento de un transformador puede ser representado por una red de tres condensadores como se muestra en la figura 36.

Figura 36. **Modelo dieléctrico de un transformador**

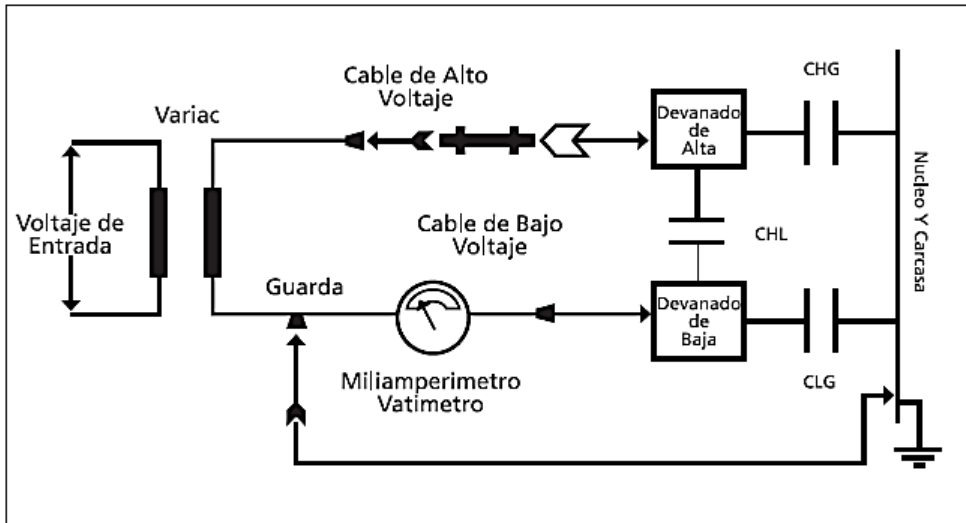


Fuente elaboración propia, con programa AutoCAD.

- CHG: representa la capacitancia del aislamiento entre el devanado de alta tensión y tierra.
- CLG: representa la capacitancia del aislamiento entre el devanado de baja tensión y tierra.
- CHL: representa la capacitancia del aislamiento entre el devanado de alta y el devanado de baja.

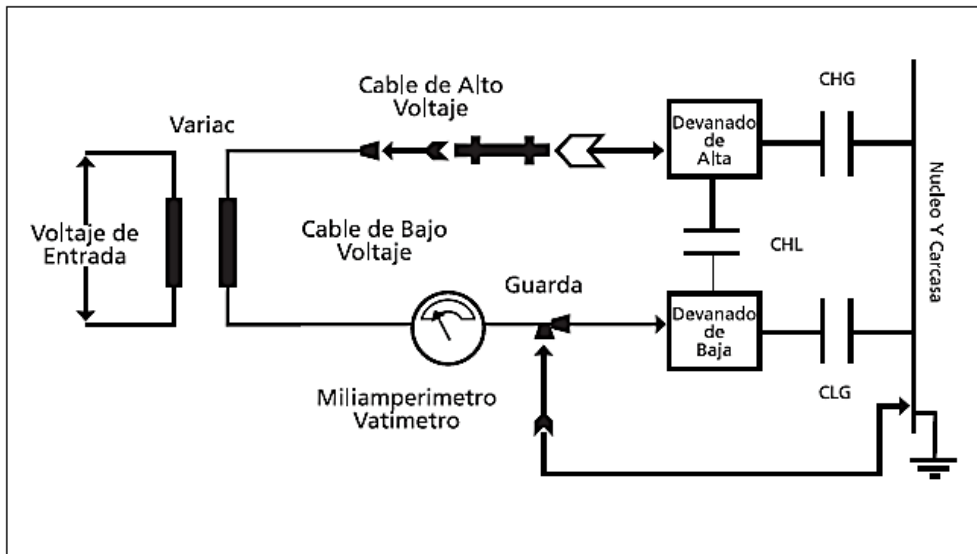
Se recomienda que la prueba se realice a los transformadores de la planta a un voltaje de 10 Kv y que se midan los valores de CHG, CLG Y CHL conectando el equipo en modo UST y GST, como lo muestran las figuras 37, 38 y 39.

Figura 37. **Modo UST**



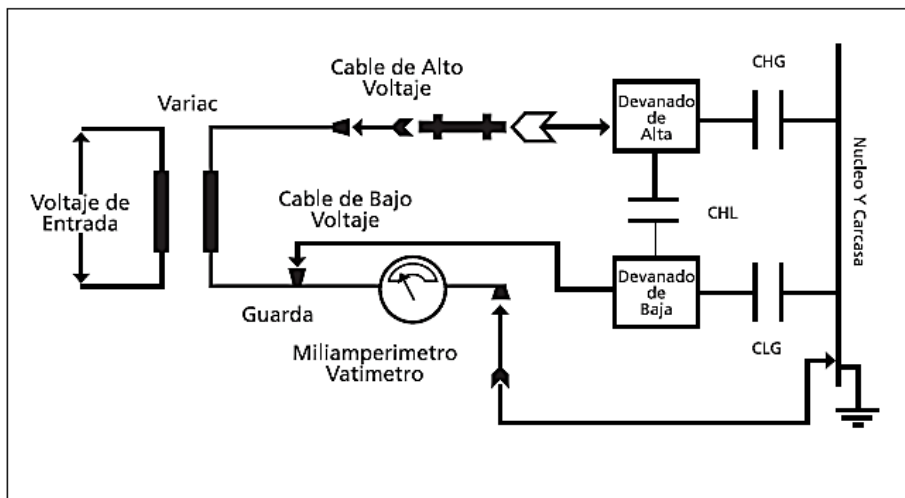
Fuente: MEGGER. *Guía de equipo*. p. 22.

Figura 38. **Modo GST – tierra**



Fuente: MEGGER. *Guía de equipo*. p. 22.

Figura 39. **Modo GST – guarda**



Fuente: MEGGER. *Guía de equipo*. p. 22.

4.1.6.4. Interpretación de los resultados

La Norma IEEE Std. 62-1995 en su cláusula 6.1.6.8 establece que en un transformador nuevo el factor de potencia no debe exceder el 0,5 %, tiene que existir una justificación razonable por el proveedor para valores por encima de este.

Los valores recomendados por la norma se especifican en la tabla IX.

Tabla IX. **Tolerancia en el factor de potencia**

Factor de potencia a 20 °C	Estado de aislación	Observación
FP% < 0,5 %	Bueno	Transformadores nuevos
0,5 % < FP% < 1 %	Regular	Transformadores en servicio
FP% > 1 %	Investigar	Complementar con pruebas

Fuente: Norma IEEE Std. 62-1995. p. 21.

Valores muy altos, muy bajos, o negativos de factor de potencia indicarán: contaminación en el aislamiento, aterrizamiento dudoso, humedad o daño por sobrecalentamiento.

La capacitancia está en función de la geometría del dieléctrico y no se esperan cambios con la edad, variaciones en la capacitancia en el aislamiento indicará: humedad o cambios físicos, como deformaciones mecánicas en las estructuras del núcleo o bobinas.

4.2. Pruebas en los *bushings*

Un *bushings* de los transformadores de la planta Chixoy tiene la función principal de conectar los devanados del interior hacia el exterior del tanque, manteniendo hermeticidad y aislamiento eléctrico. Un *bushing* está formado por una serie de capacitores concéntricos, entre el conductor central y el conector de tierra.

Se clasifican según su tipo:

- Tipo condensador: están diseñados para reducir el tamaño físico y están contruidos esencialmente por papel baquelizado o fenoplástico, enrollado en caliente y bajo presión en un tubo de cobre. En el aislamiento se insertan capas semiconductoras de manera que formen una serie de condensadores cilíndricos. Cuentan con una envoltura de porcelana para protegerlo de las condiciones atmosféricas y el espacio entre el cuerpo aislante y la porcelana está ocupado por aceite con una alta rigidez dieléctrica.

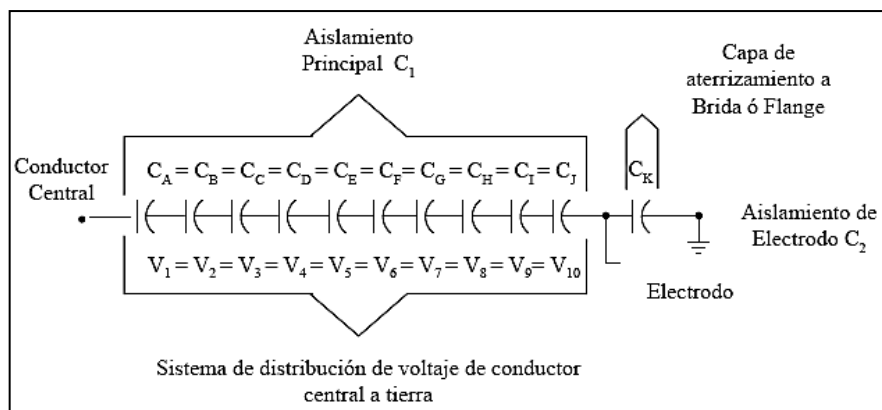
- Tipo no condensador: están diseñados por un aislador de porcelana fijado en la tapa del transformador, con una combinación de porcelana y gas o constituido por un grupo de cilindros aislantes concéntricos y aceite.

Los *bushings* son relativamente baratos en comparación al precio de un transformador, pero su mal funcionamiento o falla puede llevar como resultado a la destrucción total del equipo. Por tal razón se recomienda que estos sean probados y revisados para evidenciar algún deterioro.

4.2.1. Generalidades de las pruebas

Para verificar el aislamiento de los *bushings* y determinar si no existe contaminación, deterioro o malformación de la porcelana se hace por medio de la medición de sus capacitancias.

Figura 40. Representación dieléctrica del *bushing* tipo condensador



Fuente: DOBLE. *Transformer testing protocol*. p. 51.

La figura 40 representa un típico diseño de un condensador capacitor.

Esta medición se debe verificar por lo menos una vez al año para detectar problemas como: aislamiento del tap rajado o contaminado y líquido contaminado en la cámara del *bushing*.

Los resultados de las pruebas en los *bushing* tienen que ser corregidos a la temperatura estándar de 20 °C mediante los factores de corrección.

4.2.2. Normas aplicables

La normativa internacional que se recomiendan para la aplicación de este ensayo es la Norma IEEE Std. 62-1995.

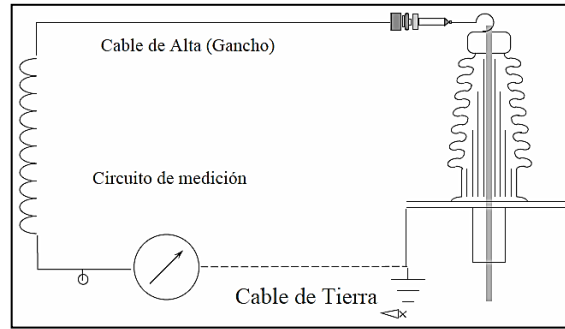
4.2.3. Métodos de medición

Los métodos de medición que se proponen para evaluar el estado de los *bushings* de los transformadores de la planta se describen a continuación:

- Prueba overall: esta prueba se realiza entre el conductor central y la base del aislador, energizando con el cable de alta tensión la salida del *bushing* y conectando el cable de baja tensión a la base del aislador. El modo de prueba debe ser GST – ground.

Las conexiones se deben de realizar como se muestran en la figura 41.

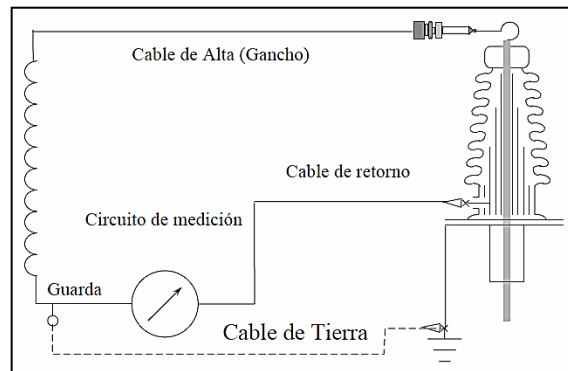
Figura 41. Prueba general



Fuente: DOBLE. *Transformer testing protocol*. p. 57.

- Prueba UST, C1: en esta prueba el cable de alta tensión se conecta a la salida del *bushing* y el cable de baja tensión al tap C1. Las conexiones se realizan como se muestran en la figura 42.

Figura 42. Prueba C1 – UST

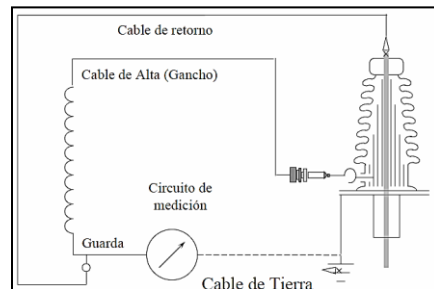


Fuente: DOBLE. *Transformer testing protocol*. p. 53.

- Prueba GST - Guarda, C2: en esta prueba el cable de alta tensión se conecta al tap C1 y el cable de baja tensión a la salida del *bushing*,

guardando el cable de baja tensión y midiendo la fuga entre C1 y C2. Las conexiones se realizan como se muestran en la figura 43.

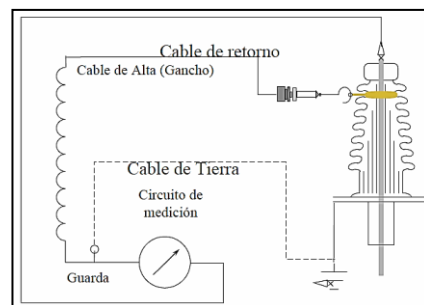
Figura 43. Prueba C2 – GST guarda



Fuente: DOBLE. *Transformer testing protocol*. p. 54.

- Prueba UST, prueba de collar caliente: en esta prueba se coloca una banda de neopreno en una porción del aislador, el cable de baja tensión se conecta a la salida del *bushing* y se energiza la banda de neopreno. Las conexiones se realizan como se muestran en la figura 44. Se recomienda que el voltaje de prueba sea de 10 Kv.

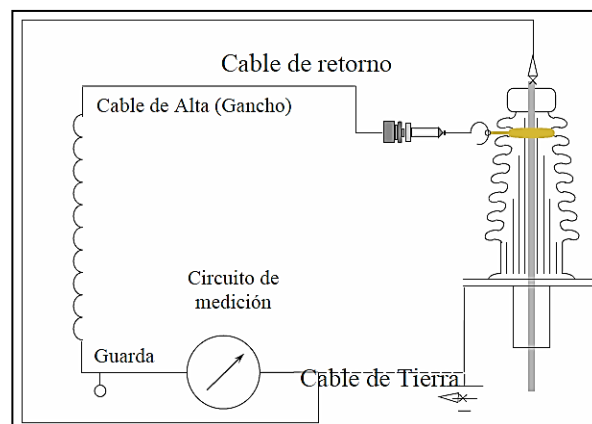
Figura 44. Prueba de collar – UST



Fuente: DOBLE. *Transformer testing protocol*. p. 56.

- Prueba GST - Ground, prueba de collar caliente: en esta prueba se miden todas las fugas existentes en la superficie del aislador, energizando la banda de neopreno en la parte central del *bushing*. Las conexiones se realizan como se muestran en la figura 45.

Figura 45. Prueba de collar – GST gnd



Fuente: DOBLE. *Transformer testing protocol*. p. 55.

4.2.4. Interpretación de los resultados

Valores aceptables para los resultados de factor de potencia suelen estar basados en valores comparativos de pruebas anteriores, sin embargo, en una aclaración de la Norma IEEE 62-1995 se establece que puede considerarse valores aceptables con un factor de potencia por debajo del 0,5 %.

Un incremento en el valor del factor de potencia, indica contaminación del aislamiento, una disminución en el valor de factor de potencia, indica vías resistivas a tierra.

Un incremento en la capacitancia indica capas en cortocircuito, una disminución en la capacitancia indica circuitos abiertos o la posibilidad de que el mango de conexión a tierra esté flojo.

4.3. Pruebas en el aceite dieléctrico

Los fluidos aislantes, son normalmente producto de la destilación del petróleo crudo, el más utilizado en la actualidad es el aceite dieléctrico. Este aceite debe reunir ciertas características físicas, químicas y eléctricas para su utilización adecuada en los diversos equipos de potencia.

El aceite tiene como principales funciones proveer aislamiento dieléctrico, evacuar el calor generado en el núcleo del bobinado y proteger el papel. El aceite debe cumplir con estas funciones manteniendo sus características durante el transcurso de los años, los principales factores que contribuyen con el deterioro son el calor, oxígeno y agua.

Las pruebas al aceite, tienen como objetivo diagnosticar la condición del aislamiento del equipo y posibles fallas. Con el fin de mantener las características del aislamiento en un transformador, se recomienda programar el mantenimiento de un transformador de acuerdo a la degradación del aceite. El aceite es una herramienta útil para determinar el estado del transformador.

4.3.1. Generalidades

Las pruebas que se le realizan al aceite dieléctrico se orientan a medir tres parámetros básicos:

- Su estabilidad (pruebas de estabilidad)

- Su pureza (pruebas de pureza)
- Su composición (pruebas de composición)

La composición de un aceite no varía mucho cuando el equipo está en operación, esto siempre que ha sido formulado y elaborado adecuadamente.

La estabilidad del aceite depende firmemente de su composición. Esto significa que cuando se controla la calidad del aceite dieléctrico al momento de adquirirlo las pruebas de composición y estabilidad no son muy necesarias.

En conclusión para determinar el deterioro del aceite dieléctrico en servicio, las pruebas de pureza son las que brindan más información y tienen mayor peso en la determinación del estado del aceite y por lo tanto son las que se incluyen con más frecuencia en el mantenimiento de un transformador.

Los aceites pueden ser sometidos a un gran número de ensayos, sin embargo, las pruebas necesarias y consideradas suficientes para evaluar si el estado del aceite es adecuado o no para continuar en servicio, son las que se describen a continuación:

- Color y aspecto
- Factor de potencia
- Rigidez dieléctrica
- Tensión interfacial
- Contenido de humedad
- Número de neutralización
- Análisis de gases disueltos

La frecuencia promedio que se propone para realizar las verificaciones al aceite de los transformadores de la planta Chixoy, tomando en cuenta que ya cuentan con más de 30 años de fabricación, se detalla en la tabla X.

Tabla X. **Cronológico de ensayos al aceite**

FECHA	Pruebas
Semestralmente	<ul style="list-style-type: none"> - Color - Número de neutralización - Aspecto visual - Tensión interfacial - Tensión de ruptura - Factor de potencia - Contenido de agua
Anualmente	<ul style="list-style-type: none"> - Color - Numero de neutralización - Tensión interfacial - Tensión de ruptura - Factor de potencia - Contenido de agua - Rigidez dieléctrica - Análisis de gases disueltos - Densidad relativa

Fuente: elaboración propia.

Hay que tomar en cuenta que la anterior propuesta puede ir variando dependiendo de los siguientes factores: condiciones de operación, condiciones del aceite dieléctrico, condiciones de operación. A medida que aumentan los años de operación del equipo es lógico esperar una progresiva degradación del aceite, con lo cual las posibilidades de falla en el equipo aumentan.

Las pruebas se clasifican en: físicas, químicas y eléctricas y son aplicables para aceites no inhibidos tipo I (parafínico) y tipo II (nafténico), como inhibidos de tipo I (con 0,08 % de inhibidor) y tipo II (con 0,30 % de inhibidor).

4.3.2. Normas aplicables

La normativa internacional que se recomiendan para evaluar las propiedades del aceite de los transformadores de la planta, son las que presenta la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (ASTM), por sus siglas en inglés y se detallan en la tabla XI. Otra norma de referencia para la verificación de los resultados es la Norma IEEE Std. C57.106-1991.

Tabla XI. Normas ASTM para ensayos del aceite dieléctrico

Prueba	Norma
Número de neutralización y acidez	ASTM D974
Color	ASTM D1500
Rigidez dieléctrica	ASTM D877 – ASTM D1816
Gas disuelto	ASTM D3612
Tensión interfacial	ASTM D971
Factor de potencia	ASTM D924
Examen visual	ASTM D1524
Contenido de humedad	ASTM D1533
Gravedad específica	ASTM D1298
Viscosidad	ASTM D445
Contenido de inhibidores	ASTM D2668
Análisis de furanos	ASTM D5837

Fuente: Norma IEEE Std. 62-1995. p. 29.

4.3.3. Número de neutralización y acidez

Esta prueba también se le conoce con el nombre de índice de acidez y es la prueba química más importante en el aceite.

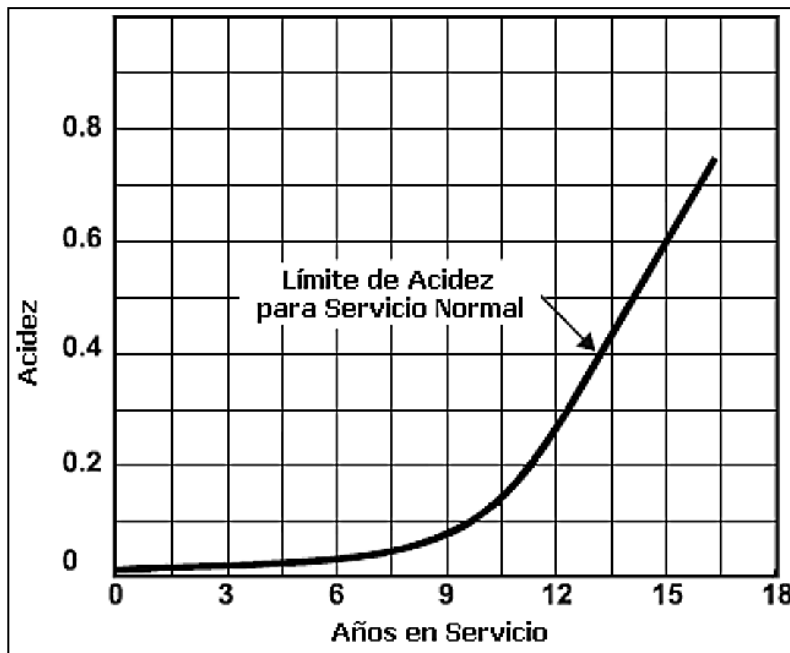
El número de neutralización es una medida del incremento de los ácidos orgánicos formados en el aceite por los procesos de oxidación, que son directamente responsables de la formación de lodos. La oxidación de un aceite

dieléctrico es una característica que normalmente se lleva a cabo por complejas reacciones en las que están involucrados el oxígeno y el agua.

Conforme el aceite envejece el valor de esta prueba incrementa debido al aumento de compuestos provenientes de la oxidación y es un parámetro que indica cuando un aceite debe ser regenerado o cambiado. Algunos estudios que se han realizado muestran que un incremento en el número de neutralización es normalmente seguido de una caída en la tensión interfacial.

La figura 46 es una curva que muestra la comparación entre el valor de acidez y los años de servicio del transformador.

Figura 46. **Límites de acidez en función de los años de servicio**



Fuente: *Aclaración de Norma IEEE Std. 62-1995*, p. 45.

Como se observa en la gráfica anterior, el límite máximo de acidez para un transformador en operación normal, se da al alcanzar un valor de 0,4. Por lo anterior, se aconseja que se realice una regeneración del aceite antes de alcanzar este punto.

Lo valores de número de neutralización para diferentes categorías del aceite que recomienda la Norma ASTM 974, se dan en la tabla XII.

Tabla XII. **Valor de acidez permisible según condición del aceite**

Tipo de aceite	Voltaje (Kv)	Acidez (mg KOH/g, max)
Aceite nuevo		0,03
Aceite con tiempo de servicio – Aceite con condiciones para continuar en uso.	69-288	0,2
Aceite con tiempo de servicio – Aceite que requiero solo reacondicionamiento para futuro mantenimiento.		0,2
Aceite con tiempo de servicio – Aceite en mal estado.		0,5

Fuente: *Norma IEEE Std. 62-1995*, p. 30.

Se requiere un nivel bajo contenido de acidez en un aceite dieléctrico para mantener la capacidad dieléctrica y disminuye la corrosión de los metales dentro del transformador, para maximizar la vida útil del sistema de aislación. Dos de las consecuencias más importantes cuando en la formación de lodos en el aceite, son: la pérdida de la capacidad de disipar calor debido a la acumulación de lodos y la pérdida de la resistencia mecánica del sistema de aislamiento sólido.

4.3.4. Color

Esta prueba está definida por la Norma ASTM D1500, verifica cambios relativos en el color del aceite que normalmente se da por el deterioro o contaminación del mismo. La prueba se realiza por comparaciones de valor normalizados que tienen un valor de 0,5 hasta un 8 en pasos de 0,5. Para aceites con índices de color mayores a 4 requieren de pruebas adicionales para determinar su condición y determinar que puedan continuar en operación.

El oscurecimiento gradual del aceite en los transformadores es un efecto normal y no solo es debido a las fallas que puedan ocurrir, ya que existen sustancias presentes en el equipo que desprenden elementos que cambian su color a un color más oscuro.

La Norma ASTM D1500 aconseja valores estandarizados representados en la tabla XIII que da la condición del aceite basado en el color.

Tabla XIII. **Cuantificación del color según Norma ASTM D1500**

Número comparador de color	Color ASTM	Condición del aceite
0.0 – 0.5	Claro	Aceite nuevo
0.5 – 1.0	Amarillo pálido	Buen aceite
1.0 – 2.5	Amarillo	Aceite con tiempo de servicio
2.5 – 4.0	Amarillo brillante	Condiciones marginales
4.0 – 5.5	Ambar	Mala condición
5.5 – 7.0	Marrón	Condición crítica – necesita regeneración
7.0 – 8.5	Marrón oscuro	Condición extrema – necesita cambio

Fuente: *Aclaración de Norma IEEE Std. 62-1995*, p. 48.

Los cambios de color en el aceite dieléctrico normalmente están asociados al contenido de azufre y otras impurezas aromáticas presentes, mientras más oscuro sea el aceite mayor será el contenido de impurezas. Por lo general la viscosidad aumenta cuando el aceite aumenta su valor en el color.

Esta prueba evidencia cambios en el aceite durante su uso, sin embargo, no puede decidirse que exista una directa relación entre el color y un problema en el aceite. Por lo anterior la figura 47 muestra valores recomendados para otras pruebas que tienen relación con el color y pueden ayudar a interpretar más fácilmente la condición del aceite.

Figura 47. **Condiciones del aceite dieléctrico según su contaminación**

Guía de Color para aceites en Transformadores	Valores de Prueba relacionado con el color	Efecto del aceite en el Transformador
aceite nuevo 0.0-0.5	Acid (Neut.) No. mg KOH/g 0.03 to 0.10	Interfacial Tension Dynes/CM 30-45
buen estado 0.5-1.0	0.05 to 0.10	27-29
aceite usado 1.0-2.5	0.11 to 0.15	24-27
condición marginal 2.5-4.0	0.16 to 0.40	18-24
condición mala 4.0-5.5	0.41 to 0.65	14-18
condición severa 5.5-7.0	0.66 to 1.50	9-14
condición extrema 7.0-8.5	1.50 and higher	6-9

Suministra: 1. Enfriamiento eficiente 2. Preserva el aislamiento
Compuestos polares (lodos) en solución, producto de la oxidación del aceite disminuyen la TIF.
Acidos grasos cubren las bobinas. Lodos en solución listos para depositar. Probable depósitos en huecos.
En casi el 100% de los trafos, se depositan lodos en nucleos, bobinas y aletas en este rango de color.
Los lodos se oxidan y se endurecen. El papel empieza a encogerse. Posibilidad de falla.
Los lodos impiden la transferencia de calor debido a la obstrucción de aletas y orificios de flujo.
Vasta cantidad de lodos que requieren otros medios de remoción diferentes al purgado de los mismos.

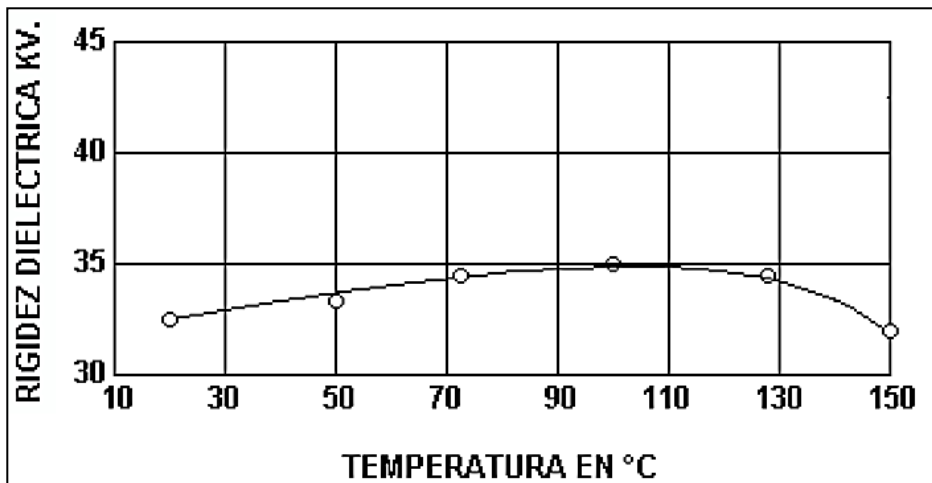
Fuente: SDMYERS. *A guide to transformer maintenance*. p. 817.

4.3.5. Rigidez dieléctrica

Esta prueba proporciona una medida de la capacidad de un aceite de soportar esfuerzos eléctricos sin producir arco entre dos electrodos. Con esta prueba se puede determinar la presencia de polvo, humedad y fibras de celulosa, sin embargo, no se puede establecer con certeza que contaminantes están en forma individual, solamente que existe una gran cantidad de ellos que reduce el valor de la rigidez dieléctrica.

La rigidez dieléctrica se ve afectada por los aumentos de temperatura en el aceite como se muestra en la figura 48. Por lo cual, para efectos de control, la prueba se recomienda efectuarla a una temperatura de referencia de 20 °C.

Figura 48. Rigidez dieléctrica en función de la temperatura



Fuente: *Aclaración de Norma IEEE Std. 62-1995*, p. 40.

Los procedimientos para realizar la prueba de rigidez dieléctrica se describen en las Normas ASTM D1816 y ASTM D877, la primera es utilizada

para aceites nuevos y la segunda para aceites usados o que han sido regenerados. Aunque en la actualidad debido a los nuevos diseños de los transformadores la D1816 se ha utilizado para determinar los parámetros de aceites usados, sin embargo, la normativa vigente es la D877.

En la tabla XIV se presenta una comparación entre las dos pruebas.

Tabla XIV. **Comparación de las Normas ASTM D877 y ASTM D1816**

	ASTM D877	ASTM D1816
Geometría de los electrodos	Discos de 25 mm	Semiesféricos de 36 mm
Separación	2,5 mm	Entre 1 y 2 mm
Rampa	3 000 V/s	500 V/s
Alcance (Kv)	Debajo de 6,9 Kv	35-50 Kv (1 mm separación) 80-90 Kv (2 mm separación)
Sensibilidad a la humedad	En el rango de 30 a 80 ppm	Por debajo de 30 ppm
Aplicación recomendada	Aceptación aceite nuevo	Aceites filtrados, desgasificados y dehidratados antes y después de tratamiento. Aceites en operación.
Sensibilidad a fibras celulosa	Menos sensible	Más sensible

Fuente: SÁNCHEZ, Leonardo. *Guía para la elaboración de ensayos de diagnóstico en campo a transformadores eléctricos de potencia*. p. 27.

Para la interpretación de los resultados, esta prueba puede seguir dos normas bien definidas las cuales se diferencian únicamente por el tipo de electrodo que se usa para el efecto. La tabla XV muestra valores de rigidez dieléctrica que aconseja la normatividad ASTM permisibles para diferentes condiciones de aceite.

Tabla XV. **Valores permisibles de rigidez dieléctrica según normas**

Norma	Valor de rigidez dieléctrica permisible
ASTM D877	Aceites usados: 25 Kv mínimo
	Aceites nuevos: 35 Kv mínimo
ASTM D1816	Aceites usados: 20 Kv mínimo
	Aceites nuevos: 30 Kv mínimo

Fuente: *Aclaración de Norma IEEE Std. 62-1995*, p. 42.

La exigencia del cumplimiento de los valores mínimos permitidos es más exigente cuando se trata de tensiones nominales superiores a los 133 Kv.

Tabla XVI. **Valores permisibles de rigidez dieléctrica según condición de aceite**

Condición del aceite	Valor de rigidez dieléctrica permisible
Aceites degradados y contaminados	10 a 20 Kv
Aceites carbonizados no degradados	20 a 33 Kv
Aceite nuevo sin desgasificar	33 a 40 Kv
Aceite nuevo desgasificado	40 a 50 Kv
Aceite regenerado	50 a 60 Kv

Fuente: *Aclaración de Norma IEEE Std. 62-1995*, p. 42.

Cualquier valor fuera del rango de valores permisibles indica la presencia de impurezas tales como: agua, lodos, polvo, gases, entre otros. Un aceite seco y limpio se caracteriza por una tensión de ruptura alta.

4.3.6. Gas disuelto

Cuando el transformador falla provocadas por, descargas parciales, conexiones flojas, arcos, entre otros, que no pueden ser detectadas por el

protocolo de pruebas eléctricas de rutina, el análisis de gases disueltos en el aceite o también conocida como cromatografía de gases es una herramienta que proporcionará información valiosa para determinar el tipo de falla presente.

Esta prueba consiste en analizar los gases que se encuentran dentro en el aceite del transformador, de modo que dependiendo de la cantidad y tipo de estos se puede establecer el tipo y la gravedad de la falla, estos gases se encuentran normalmente disueltos en el aceite, dispositivos de recolección de gases, los cuales se encuentran junto al relé buchholz y en el colchón de gas sobre el aceite en el tanque conservador.

En la actualidad, el análisis de gases que se generan en el interior del transformador sumergido en aceite, mediante la cromatografía de gases, ha constituido una herramienta poderosa a la hora de diagnosticar la salud del transformador.

Los gases combustibles y no combustibles que comúnmente son detectados cuando existe una condición de falla de tipo eléctrico o térmico en el interior del transformador son: hidrógeno (H₂), oxígeno (O₂), metano (CH₄), nitrógeno (N₂), acetileno (C₂H₂), etileno (C₂H₄) y etano (C₂H₆), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂).

Los gases referidos anteriormente, se describen con más detalle a continuación:

- Hidrógeno (H₂). Este gas se genera en cualquier incipiente falla, tanto con descargas de baja o alta energía con electrólisis de agua. Normalmente se genera a partir de los 100 °C. En descargas de alta

energía, los principales gases son acetileno e hidrógeno, normalmente en relación 1 a 2.

- Metano (CH₄). Este gas se produce debido a descargas parciales o descomposición térmica del aceite y no es común en transformadores con corrientes altas. Sin embargo, con base en datos históricos es importante determinar el grado de producción. Generalmente su aparición se empieza a dar desde los 150 °C.
- Etano (C₂H₆). Este gas normalmente se genera por descomposición térmica del aceite. Se genera a partir de los 250 °C y tiene una amplia concentración a partir de los 280 °C.
- Etileno (C₂H₄). Es generado por temperaturas desde los 350 °C. Este gas normalmente se genera por descomposición térmica del aceite o el aislamiento.
- Acetileno (C₂H₂). Este gas es generado por alta temperatura superior a 500 °C y es causado por una falla con presencia de arco. Esto podría ser razón de alarma, si la generación de gas resulta grande en un período corto de tiempo. En algunos casos, transformadores con altas corrientes pueden causar arcos en los componentes de acero, y un análisis total de los gases se requiere antes de realizar cualquier trabajo.
- Monóxido de carbono (CO). Este gas puede indicar envejecimiento térmico o descargas en partículas de la aislación celulósica.
- Dióxido de carbono (CO₂). El dióxido de carbono se genera por envejecimiento térmico o descargas en partículas del material aislante. Si

la relación de CO₂ a CO es mayor de grande, algún sobrecalentamiento está afectando el aislamiento celulósico.

La totalidad de gases combustibles se indica como porcentaje de la totalidad de gases. Niveles aceptables varían con el tipo de transformador y su ciclo de trabajo. Por tanto, las tendencias son importantes y son necesarios datos históricos para determinar acciones a seguir. Niveles que exceden 5 % requieren incrementar la frecuencia de extracción de muestras. Se aconseja en este caso consultar al fabricante para una interpretación de algún dato cuestionable.

La totalidad de gases combustibles se calcula como la sumatoria de todos los gases combustibles del total de la muestra:

$$\text{TGC} = \text{H}_2 + \text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_2 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_6 + \text{CO}$$

Una vez obtenidas las concentraciones a través de la cromatografía de gases se usan varias técnicas para diagnosticar la condición del transformador, por ejemplo la gráfica de Dörnenburg, el triángulo de Duval. Los dos métodos anteriores están orientados a diagnosticar la condición del transformador basándose en una interpretación gráfica. Existen dos maneras de representar los resultados de la cromatografía de gases: a partir de las concentraciones individuales de cada gas y por las relaciones entre gases.

La concentración y el tipo de gas, dan claros indicios del estado de aislamiento del aceite, ya que el envejecimiento normal, emite pequeñas cantidades de estos gases, pero, condiciones incipientes o fallas puntuales generan grandes cantidades de gases. En gran mayoría las fallas incipientes proporcionan evidencias, y por lo tanto, es fácil detectarlo cuando el aceite del

transformador se encuentra en análisis periódicos, evaluando los gases de forma cualitativa y cuantitativamente.

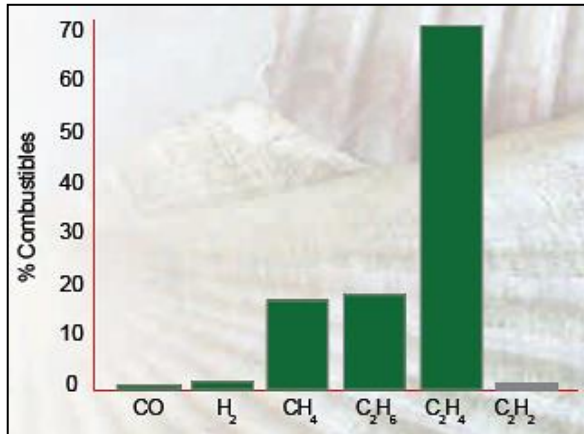
La interpretación de los resultados en los gases disueltos en el aceite no es asunto sencillo, ya que necesita la integración de numerosos criterios. El examen debe ser muy minucioso pues se puede cometer un error sacando de operación un equipo que se presume tiene indicios de falla, y luego posteriormente comprobar que no existía, o dejar en operación un transformador que va encaminado hacia la falla.

La unidad de medida son partes por millón (ppm), o sea un (1) centímetro cúbico de gas disuelto en 104 centímetros cúbicos de aceite.

Las proporciones de gases producidos por distintos tipos de falla en general, definen 4 tipos de falla que se observan en los perfiles cromatográficos de las siguientes figuras.

Cundo existe sobrecalentamiento del aceite, el gas característico es el etileno con pequeñas cantidades de hidrógeno y etano, como se muestra en la figura 49.

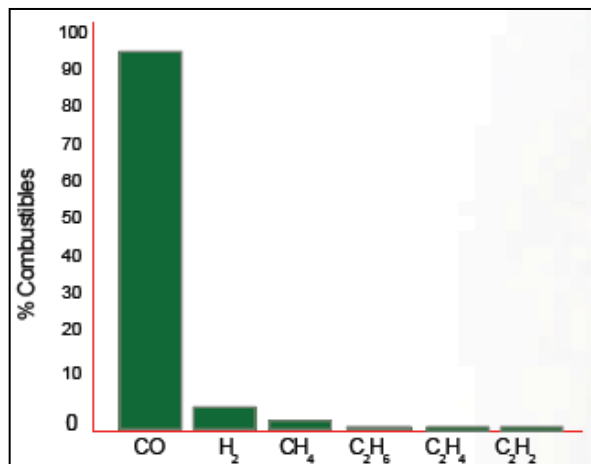
Figura 49. **Falla térmica en el aceite**



Fuente: BRETTIS. *Tutorial de lubricación*. p. 60.

Quando existe sobrecalentamiento en el papel, se desprenden grandes cantidades de monóxido y dióxido de carbono. El gas predominante es el monóxido de carbono como se observa en la figura 50.

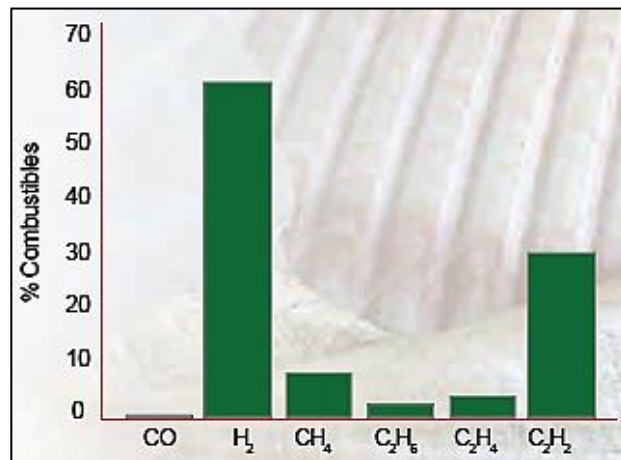
Figura 50. **Falla térmica en la celulosa**



Fuente: BRETTIS. *Tutorial de lubricación*. p. 61.

Cuando existe un arco interno se producen grandes cantidades de hidrógeno y acetileno, con cantidades menores de metano y etileno. El gas predominante es el acetileno como se observa en la figura 51.

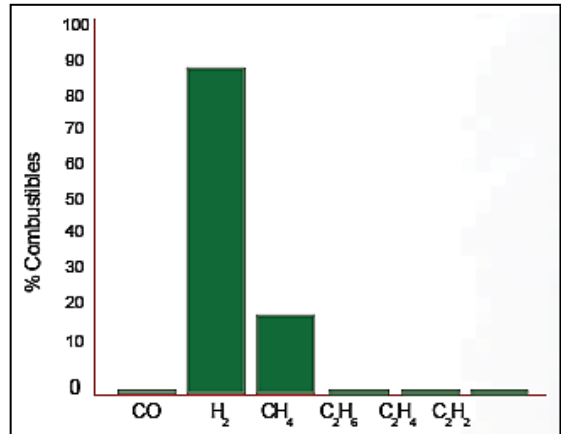
Figura 51. **Falla eléctrica producida por arqueo**



Fuente: BRETTIS. *Tutorial de lubricación*. p. 61.

Cuando existe efecto corona por descargas eléctricas de baja energía se producen grandes cantidades de hidrógeno y metano, con pequeñas cantidades de etano y etileno. El gas predominante es el hidrógeno, como se observa en la figura 52.

Figura 52. **Falla eléctrica producida por efecto corona**



Fuente: BRETTIS. *Tutorial de lubricación*. p. 62.

La figura 53 es un resumen o guía de los gases indicadores de fallas eléctricas o térmicas en el transformador.

Figura 53. **Guía de indicadores**

GUIA DE INDICADORES DE DETERIORACION		
INDICADOR	SIMBOLO	TIPO DE DETERIORO
Monóxido de Carbono	CO	Envejecimiento del papel
Dióxido de Carbono	CO ₂	Corona en el papel
Hidrógeno	H ₂	Corona en el aceite
Metano	CH ₄	Descomposición térmica del Aceite a temperaturas menores de 250°C
Etano	C ₂ H ₆	
Etileno	C ₂ H ₄	
Hidrógeno	H ₂	Arco eléctrico a través del Aceite
Acetileno	C ₂ H ₂	
Hidrógeno	H ₂	

Fuente: BRETTIS. *Tutorial de lubricación*. p. 62.

4.3.7. Tensión interfacial

Esta prueba mide la fuerza de atracción entre moléculas de agua y aceite, es la fuerza necesaria para romper la película que se establece en la interfase agua-aceite. La tensión interfacial se ve afectada por compuestos polares que se encuentran disueltos en el aceite dieléctrico como partículas de polvo y productos de oxidación, ya que estos contribuyen a la afinidad del aceite con el agua.

Con el paso del tiempo debido a la contaminación del sistema de aislación, los compuestos polares en el aceite afectan su capacidad aislante, ya que estos compuestos facilitan el paso de la corriente eléctrica a través del aceite aumentando su conductividad.

Esta prueba se complementa con la de número de neutralización, como se explicó anteriormente, ya que con base en los resultados obtenidos se puede determinar la existencia de lodos en el aceite o si estos están prontos a formarse.

Cuando la tensión interfacial es menor a 22 dinas/cm, puede ser indicativo que se ha iniciado la precipitación de lodos en un aceite que se encuentra en operación.

Los niveles mínimos de tensión interfacial recomendados por la Norma ASTM D971, para diferentes condiciones de aceites se muestran en la tabla XVII.

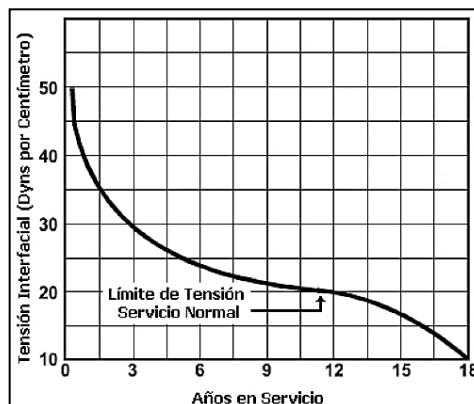
Tabla XVII. **Valores permisibles de TI con base en la condición del aceite**

Aceites	Voltaje (Kv)	Tensión interfacial
Aceite nuevo		40
Aceite nuevo recibido en equipo nuevo		35
Aceite nuevo después de llenado y reposado, antes de la energización.		35
Aceite con tiempo de servicio – Aceite con condiciones para continuar en uso.	69 – 288	26
Aceite a ser reacondicionado – Aceite que requiere solo reacondicionamiento para un futuro servicio.		24
Aceite a ser reacondicionado – Aceite en malas condiciones.		16

Fuente: Norma IEEE Std. 62-1995. p. 33.

Una disminución en el valor de la tensión interfacial indica que existe una acumulación de agentes contaminantes en el aceite por compuestos hidrofílicos, provenientes de la oxidación del aceite.

Figura 54. **Tensión interfacial en función de los años de servicio del equipo**



Fuente: Aclaración de norma IEEE Std. 62-1995. p. 50.

4.3.8. Factor de potencia

Esta prueba mide las corrientes de fuga existentes dentro del aceite, las cuales surgen del deterioro del sistema aislante. Estas corrientes se relacionan con las pérdidas dieléctricas del aceite, las pérdidas se representa por el efecto joule I^2R , y la energía es disipada en forma de calor.

Esta prueba por lo regular se debe efectuar a dos temperaturas distintas. Se realiza una primera prueba con la temperatura del aceite a 25 °C, para determinar la presencia de impurezas y de humedad, luego se realiza una segunda prueba con la temperatura del aceite a 100 °C, temperatura a la que el agua se evapora y se disuelven otras impurezas en el aceite las cuales se pueden detectar.

Un valor alto en el factor de potencia representa que en el aceite existen contaminantes como: agua, carbón, barniz u otras materias conductoras.

Normalmente un aceite que ha sido desgasificado puede llegar a tener un factor de potencia de 0,05 % a 20 °C. Un aceite con este factor de potencia es usualmente considerado satisfactorio para operación.

Los niveles máximos recomendado de factor de potencia por la Norma IEEE Std. 62-1995 en su cláusula 6.3.8 para diferentes estados del aceite se muestran en la tabla XVIII.

Tabla XVIII. **Máximos valores de factor de potencia**

Tipo de aceite	Voltaje (Kv)	% Factor de Potencia a 20 °C	% Factor de Potencia a 100 °C
Aceite nuevo		0,05	0,30
Aceite nuevo recibido en equipo nuevo	69 - 230	0,10	1,00
Aceite nuevo después del llenado y reposado, antes de la energización		0,10	
Aceite con tiempo de servicio – aceite con condiciones para continuar en uso	69 – 288	0,5	
Aceite con tiempo de servicio – aceite que requiero solo reacondicionamiento para futuro servicio	69 – 288	0,5	
Aceite con tiempo de servicio – aceite en mal estado	69 – 288	0,7	

Fuente: *Norma IEEE Std. 62-1995*. p. 35.

Según la experiencia en campo, se puede tomar los siguientes criterios para la calificación del aceite a 20 °C:

- Factor de potencia menor a 0,5 %: aceite bueno.
- Factor de potencia entre 0,5 y 2 %: calidad del aceite dudosa y debe ser investigado o regenerado.
- Factor de potencia mayor a 2 %: aceite malo.

Según la Norma ASTM D 924 a 100 °C el factor de potencia no debe ser mayor a 0,3.

4.3.9. Aspecto visual

Esta prueba tiene como objetivo principal, verificar el aspecto del aceite para revelar la presencia de partículas de todo tipo o agua libre. La apariencia visual del aceite dieléctrico brinda información fácil y rápida para determinar cualquier anomalía presente.

Este ensayo es una prueba rutinaria que se realiza en campo, con el objetivo de decidir si surge la necesidad de enviar una muestra de aceite al laboratorio para una evaluación completa.

La norma que ayuda al análisis es la ASTM D1524, aunque no da rangos específicos de diagnóstico, indica que un aceite en buen estado debe ser brillante y transparente, sin sólidos en suspensión.

4.3.10. Contenido de agua

Esta prueba determina la cantidad de agua en partes por millón (ppm) disueltas en el aceite dieléctrico. La presencia de humedad en el sistema de aislamiento de un transformador son las causas más comunes que afectan el aceite dieléctrico y al aislante de papel.

Es importante que el contenido de humedad de un transformador sea conocido y su concentración controlada, por la razón de que la rigidez dieléctrica del papel y del aceite son muy sensibles a la presencia de humedad. Un pequeño aumento en la cantidad de humedad en el aceite, es suficiente para aumentar el factor de potencia, reducir la rigidez dieléctrica y aumentar su conductividad.

El incremento de agua en el aceite, incrementa el porcentaje de saturación. En una aclaración de la Norma IEEE Std. 62-1995, presenta las fórmulas necesarias para calcular el porcentaje de saturación en aceites minerales y se muestran a continuación:

$$\log_{10} S_o = \left(-\frac{1567}{T}\right) + 7,0895$$

Donde:

S_o : es la solubilidad del agua en el aceite mineral

T: es la temperatura absoluta en grados kelvin

Ahora el porcentaje de saturación será:

$$\%Saturacion = \frac{100 \times (\text{contenido de agua en mg/kg})}{S_o}$$

La Norma IEEE Std. 62-1995 en su cláusula 6.3.1.2, da como referencia para conocer la condición del aceite los valores de la tabla XIX.

Tabla XIX. **Porcentaje de saturación de agua**

% Saturación de agua en el aceite	Condición
0 – 5	Aislamiento seco
6 – 20	Moderadamente húmedo. Números bajos indican un aislamiento bastante seco con indicios de presencia de humedad
21 – 30	Aislamiento mojado
> 30	Extremadamente mojado

Fuente: Norma IEEE Std. 62-1995. p. 38.

Los valores máximos de agua en términos de partes por millón de acuerdo con la tensión del transformador, se establecen en la tabla XX.

Tabla XX. **Niveles críticos de agua para el aceite**

Nivel de tensión en (kV)	Cantidad máxima de agua en el aceite (ppm)
< 69	35
69 – 288	25
> 288	20

Fuente: SÁNCHEZ, Leonardo. *Guía para la elaboración de ensayos de diagnóstico en campo a transformadores eléctricos de potencia*. p. 35.

La humedad puede ser removida por un proceso de filtración o métodos de vacío y calor.

4.3.11. Densidad relativa

Esta prueba tiene como objetivo calcular la densidad relativa o gravedad específica del aceite, que es la relación entre el peso de un volumen del aceite comparada con el peso de un volumen de agua, que es el líquido utilizado como estándar a la misma temperatura.

En la Norma IEEE Std. 62-1995 en su cláusula 6.3.1.3 especifica que el valor de densidad del aceite debe estar entre 0,84 y 0,91, referidos a la Norma ASTM D3487. En aceites nuevos la densidad es aproximadamente 0,875 y en un aceite en operación deberá estar por debajo de 1.

Los valores normales de densidad para un aceite de base parafínica es aproximadamente de 0,853, mientras que los aceites de base nafténica presentan una densidad aproximadamente de 0,880.

4.4. Resumen del protocolo de pruebas de rutina

En la tabla XXI se presenta un resumen de la propuesta del protocolo de pruebas de rutina a los transformadores principales de la Hidroeléctrica Chixoy.

Tabla XXI. Resumen de protocolo de pruebas

Prueba	Tipo de medición	Normas aplicables	Periodicidad	Alcance
Resistencia óhmica de los devanados	Eléctrica	IEEE Std. 62-1995 IEEE C57.12.90-1999 IEC 60076-1	Anual	Evidenciar desperfectos en el aislamiento de las bobinas.
Relación de transformación y polaridad de los devanados	Eléctrica	IEEE Std. 62-1995 IEEE C57.12.90-1999 IEC 60076-1	Anual	Evidenciar desperfectos existentes entre las espiras.
Corriente de excitación	Eléctrica	IEEE Std. 62-1995 IEEE C57.12.90-1999	Anual	Evidenciar condiciones anómalas en la estructura magnética.
Impedancia de cortocircuito	Eléctrica	IEEE Std. 62-1995 IEEE C57.12.90-1999	Anual	Evidenciar movimientos en los devanados.
Resistencia al aislamiento de los devanados	Eléctrica	IEEE Std. 62-1995	Anual	Evidenciar el estado de humedad y contaminación del aislamiento
Factor de potencia de los devanados	Eléctrica	IEEE Std. 62-1995 IEC 60076-3	Anual	Evidenciar contaminación en el aislamiento, aterrizamiento dudoso, humedad, daño por sobre calentamiento
Prueba de <i>overall</i> a los <i>bushings</i>	Eléctrica	IEEE Std. 62-1995	Anual	Evidenciar desperfectos en los <i>bushings</i> .
Prueba UST, C1 a los <i>bushings</i>	Eléctrica	IEEE Std. 62-1995	Anual	Evidenciar desperfectos en los <i>bushings</i> .
Prueba GST – Guarda, C2 a los <i>bushings</i>	Eléctrica	IEEE Std. 62-1995	Anual	Evidenciar desperfectos en los <i>bushings</i> .

Continuación de la tabla XXI.

Prueba UST, prueba de collar caliente a los <i>bushings</i>	Eléctrica	IEEE Std. 62-1995	Anual	Evidenciar desperfectos y contaminación en los <i>bushings</i> .
Prueba GST – Ground, prueba de collar caliente a los <i>bushings</i>	Eléctrica	IEEE Std. 62-1995	Anual	Evidenciar desperfectos y contaminación en los <i>bushings</i> .
Número de neutralización y acidez del aceite	Química	ASTM 974	semestral	Evidenciar procesos de oxidación en el aceite.
Color del aceite	Física	ASTM D1500	semestral	Evidenciar deterioro o contaminación en el aceite.
Rigidez dieléctrica del aceite	Eléctrica	ASTM D1816 ASTM D877	Anual	Evidenciar valor de rigidez dieléctrica del aceite.
Gases disueltos en el aceite	Química	ASTM D3612	Anual	Evidenciar presencia de gases en el aceite
Tensión interfacial del aceite	Física	ASTM D971	Semestral	Evidencia la fuerza de atracción entre moléculas de agua y aceite
Factor de potencia del aceite	Eléctrica	ASTM D924 IEEE Std. 62-1995	Semestral	Evidenciar corrientes de fuga en aceite.
Aspecto visual en el aceite	Física	ASTM D1524	Semestral	Evidenciar presencia de partículas de todo tipo o agua libre en el aceite.
Contenido de agua en el aceite	Química	ASTM 1533	Semestral	Evidencia contenido de humedad en el aceite.
Densidad relativa del aceite	Química	ASTM D3487 IEEE Std. 62-1995	Anual	Calcular la densidad relativa del aceite.

Fuente: elaboración propia.

5. CONFIABILIDAD EN LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS AL TRANSFORMADOR

5.1. Metrología

“La metrología es la ciencia de la medición, y comprende todos los aspectos tanto teóricos como prácticos referentes a las mediciones”. (Vocabulario Internacional de Términos Básicos y Generales en Metrología, VIM).

Aunque actualmente no existe una definición clara de lo que es la metrología, según la literatura se podría interpretarla como la ciencia que se dedica al estudio del sistema de medida, que tiene por objetivo la determinación de magnitudes físicas y la correcta aplicación de los procesos de medición de las magnitudes.

La metrología a nivel mundial ha tomado cierto protagonismo en el mantenimiento de los transformadores ya que los ensayos y mediciones juegan un papel muy importante en el mantenimiento. Dependiendo de los resultados obtenidos de las pruebas, los encargados del mantenimiento deberá tomar decisiones sobre las acciones a tomar en caso un resultado presente anomalía, y estas acciones regularmente tienen una repercusión económica, tanto en los gastos para corregir el problema como también en la no operatividad del equipo.

Es necesario que los laboratorios o contratistas estén rotundamente involucrados con la metrología y que cuenten con la acreditación necesaria que ayude a determinar la competencia técnica.

5.1.1. Generalidades

Existen muchos factores que determinan y garantizan la exactitud y la confiabilidad en los resultados obtenidos del protocolo de pruebas realizado a un transformador, para que los ensayos cumplan con las expectativas o requerimientos que son necesarios, dictaminar el estado de un transformador se deben de tomar en cuenta los factores provenientes de:

- Las condiciones ambientales conducentes para efectuar la prueba.
- Calibración y mantenimiento de los equipos de prueba.
- Trazabilidad de las mediciones.
- Manipulación de los ítems de ensayo y calibración.
- La validación de los métodos de ensayo y calibración.
- Las competencias del recurso humano.
- Aseguramiento de la calidad de resultados de pruebas y calibración.

Un indicador confiable sobre el aseguramiento de los resultados, es que el laboratorio de encuentre debidamente acreditado por entes internacionales. Este mérito es conferido por un organismo acreditador después de estudiar y

verificar parámetros preestablecidos que garantizan la veracidad de los resultados, para mantener este acreditamiento los laboratorios están expuestos a evaluaciones periódicas por el mismo organismo acreditador, para asegurar el continuo cumplimiento de normas y que su estándar de operación se mantiene.

Los encargados del mantenimiento de la planta, tienen que evaluar la competencia técnica de la empresa que realizará las pruebas cuando esta sea objeto de contratación, la empresa debería de contar como mínimo con los parámetros que a continuación se mencionan:

- La empresa encargada de realizar el protocolo de pruebas a los transformadores debe contar con capacitación y experiencia profesional.
- Contar el equipo apropiado y debidamente calibrado.
- Que los procedimientos de medición sean adecuados para aseguramiento de la calidad.
- Los métodos y procedimientos de pruebas deben de ser válidos y apropiados.
- Que los procedimientos para reportar y registrar los resultados obtenidos de las pruebas sean apropiados y manejados con veracidad.
- Que las instalaciones y las condiciones ambientales sean las adecuadas para realizar las pruebas.

- Todo proceso de medición, comprobación e interpretación de resultados debe ir debidamente documentado y reglamentado por estándares y normas internacionales.
- Los informes de resultados en cada prueba efectuada, deben ir descritos en forma exacta y clara, no ambigua y objetiva.

5.1.2. Aplicación de la metrología en la medición

La verificación metrológica de la medición es el proceso por el cual se interpretan los resultados obtenidos en las pruebas y se verifica que el equipo de prueba cumple o no con los requisitos estándares establecidos para operar.

La medición obtenida de los equipos de prueba es esencial para la interpretación de los resultados, por esta razón el laboratorio encargado de realizar en trabajo debe aplicar métodos y procedimientos apropiados para todas las pruebas. Esto incluye el muestreo, la manipulación y la preparación de todos los ítems que se vayan a ensayar.

Cuando se realice un protocolo de pruebas a los transformadores se debe contar con el manual de uso y funcionamiento del equipo, para la manipulación y preparación de las partes que serán objetos de prueba, cuando se tiene ausencia de tales instructivos se pueden comprometer los resultados de los ensayos.

La metrología debe estar implementada desde la toma de la muestra en campo hasta la interpretación de los resultados en el informe, porque finalmente la toma de decisiones y acciones correctivas son actividades que se realizan después de conocer los resultados.

5.2. Requisitos técnicos en la medición

Existen factores que contribuyen a la incertidumbre total en el resultado de una medición, esto difiere según el ensayo y el equipo que se utilice para realizar la prueba.

El laboratorio que realice las pruebas debe tomar en cuenta todos los factores que alteren el resultado final, manteniendo la calibración de sus equipos, mejorando periódicamente la formación y la calificación del personal que realiza las pruebas y desarrollando y aplicando métodos y procedimientos estandarizados.

5.2.1. Personal que realiza las mediciones

El factor humano tiene muchas veces repercusiones en los resultados obtenidos de las pruebas. Se recomienda que el personal que tenga a cargo la realización del protocolo de pruebas sea personal con suficientemente experiencia para la realización del trabajo y será personal que ha sido preparado para la realización de sus actividades.

Muchas veces la causa del error en un resultado se debe al operador que realiza la prueba, por ejemplo, por falta de agudeza visual, descuido, cansancio. Otro tipo de errores en el personal es debido al método o procedimiento con el que se efectúa la operación, el principal factor es la falta de un método normado y documentado.

La Norma ISO/IEC 17025 “Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración”, establece que el laboratorio encargado de realizar las pruebas, debe asegurar la competencia de todos sus

trabajadores que operan equipos específicos, realizan ensayos, evalúan resultados y firman los informes finales. También recomienda que cuando se emplea personal en formación, se debe de proveer una supervisión apropiada.

En la norma se establecen que además de la experiencia y el conocimiento suficiente del ensayo que se lleva a cabo, el personal responsable de las opiniones e interpretaciones incluidas en los informes de ensayos tenga:

- Conocimiento de la tecnología utilizada para la fabricación de los objetos ensayados, así como de los defectos o degradaciones que puedan ocurrir durante su servicio.
- Conocimiento de los requisitos generales expresados en los estándares y normas.
- Una comprensión de la importancia de las desviaciones halladas con respecto al uso normal del equipo que es objeto de prueba.

Se recomienda que el laboratorio mantenga actualizados los perfiles de los puestos de trabajo del personal, administrativo, técnico y de apoyo clave involucrado en los ensayos. El laboratorio debe tener registros actualizados de las competencias, nivel de estudio, habilidades, acreditaciones y nivel de experiencia de todo el personal técnico, incluyendo al personal subcontratado que realiza las pruebas.

5.2.2. Instalaciones y condiciones ambientales

En el capítulo cuarto se observa que en la mayoría de pruebas realizadas a los transformadores, la temperatura es un parámetro determinante en el

resultado y que se deben efectuar correcciones a una temperatura de referencia, regularmente 20 °C.

El técnico encargado de realizar las pruebas debe asegurarse de que las condiciones ambientales no invaliden los resultados, ni comprometa la calidad que se requiere en las mediciones. Se debe registrar y verificar las condiciones ambientales según lo requieran las especificaciones, los métodos y procedimientos especificados en las normas y estándares preestablecidos, cuando estas condiciones puedan influir en la confiabilidad de los resultados.

Para las pruebas a los transformadores se debe prestar especial atención, por ejemplo, a la esterilidad biológica en el caso de obtención de muestra del aceite, temperatura a la que se efectúa la prueba, humedad, precipitación relativa, interferencia electromagnética. Se recomienda que cuando las condiciones ambientales comprometen los resultados, estos se deben interrumpir.

Cuando se efectúan pruebas de campo se deben tomar consideraciones en cuanto a la instalación del equipo en diferentes sitios. Los requisitos técnicos para las instalaciones y condiciones ambientales donde se realicen las pruebas que afecten la calidad en los resultados, deben estar documentados en el informe final.

5.2.3. Equipo

Los equipos de prueba son la parte fundamental en el desarrollo de los ensayos y tienen una gran importancia en la confiabilidad de los resultados, son un factor determinante a la hora de realizar las mediciones. Por lo anterior el laboratorio que realiza las pruebas debe tener procedimientos para la

manipulación segura, el transporte, el almacenamiento y el mantenimiento planificado a los equipos de prueba con el fin de asegurar el correcto funcionamiento.

Los equipos y su software utilizado para la realización de las pruebas, deben lograr la precisión y exactitud requerida en las especificaciones de los ensayos. Antes de que se ponga un equipo de prueba en servicio se debe calibrar o verificar para evaluar si cumple con las especificaciones normalizadas pertinentes, esto con el fin de asegurar que responde con las exigencias que se requieren para obtener resultados verídicos y confiables en las pruebas.

La Norma ISO/IEC 17025 indica que los laboratorios deben tener registros de cada equipo y su respectivo software. Los requisitos mínimos que la norma requiere son:

- La identificación del equipo y su software.
- El nombre del fabricante, la identificación del modelo, el número de serie u otra identificación única.
- Verificaciones de conformidad del equipo.
- Las instrucciones del fabricante, si están disponibles, o la referencia a su ubicación.
- Las fechas, los resultados y las copias de los informes y certificados de todas las calibraciones, los ajustes, los criterios de aceptación, y la fecha provista de la próxima calibración.

- El plan de mantenimiento, cuando corresponda y el mantenimiento llevado a cabo hasta la fecha.
- Todo daño, mal funcionamiento, modificación o reparación del equipo.

5.2.3.1. Calibración del equipo

La calibración de un equipo de prueba es un procedimiento de comparación entre lo que indica el equipo y lo que debería de indicar, de acuerdo a un patrón de referencia con un valor conocido. De esta definición se deduce que se necesita de un equipo de mayor precisión que proporcione el valor real que es el que se empleará para compararlo con la indicación del equipo sometido a calibración.

El objetivo que se pretende con la calibración es mantener y verificar el buen funcionamiento del equipo, cumplir con los requisitos establecidos en la normas y garantizar la confiabilidad de los resultados y trazabilidad de las medidas.

Todo equipo utilizado para realizar el protocolo de pruebas de campo de transformadores de potencia debe estar calibrado a intervalos de tiempo apropiados, para garantizar la fiabilidad en el resultado obtenido, de acuerdo con los procedimientos que exponen las diferentes normas. Todos los procedimientos de certificación de la calibración deben estar completamente documentados, y esta documentación debe estar a disposición de los solicitantes si en determinado tiempo es requerida.

La calibración del equipo debe ser realizado por un instituto nacional de metrología, que cumplan con la Norma Internacional ISO/IEC 17025 para que sean considerados competentes.

Se recomienda que antes de realizar las pruebas, se verifique que la calibración de los equipos de prueba deban tener como máximo un año desde la última calibración, esto con el objetivo de:

- Garantizar la incertidumbre máxima que puede obtenerse del equipo.
- Comprobar si ha existido alguna alteración en el equipo de prueba que pudiera poner en duda los resultados.
- Determinar la desviación entre el valor verdadero que debería de medir el equipo y el valor indicado.

5.3. Métodos utilizados para la medición

El laboratorio debe aplicar métodos y procedimientos que satisfagan las necesidades del cliente y del equipo que se prueba. Se deben utilizar preferentemente los métodos publicados en normas internacionales, y si existiera en normas nacionales, asegurándose que utiliza la versión más actualizada de la norma, de no ser así, el laboratorio debería de documentar el método utilizado para determinada prueba y justificaciones.

Se prefiere que el personal encargado del mantenimiento especifique las normas que deben aplicarse en el protocolo de pruebas al transformador, de lo contrario el laboratorio debe seleccionar el método apropiado que hayan sido publicados en normas internacionales y reconocidas. En el informe final el

laboratorio debe especificar el método utilizado en cada prueba, si el método propuesto por el personal de mantenimiento se considera que se encuentra desactualizado o inapropiado, el laboratorio debe informarlo.

Conocer el método utilizado para efectuar la prueba es de mucha ayuda a la hora que se desean interpretar los resultados, ya que dependiendo del método aplicado a veces cambia la interpretación de los resultados.

En numerosas ocasiones se utilizan los métodos ya establecidos y estandarizados por normas internacionales o nacionales, sin embargo, existen fabricantes de equipos de prueba que han desarrollado sus propios métodos de aplicación, que también han sido revisados y confirmados. Por esa razón existen métodos normalizados y no normalizados.

Es el personal de mantenimiento el que debe evaluar y acordar con el laboratorio que método se desea aplicar.

5.3.1. Métodos normalizados

Los métodos de pruebas en transformadores normalizados, regularmente se pueden encontrar publicados y documentados en: normas internacionales o nacionales, institutos técnicos reconocidos o en guías científicas relevantes y ha sido utilizadas y probadas de acuerdo con el fabricante.

Se recomienda que se utilicen un método normalizado, por la razón que estos han sido sometidos a pruebas de conformidad y son revisados constantemente para su actualización. Son métodos apropiados para cada prueba que se realice al transformador. Los organismos de normalización internacional más reconocidos son:

- Organización Internacional de Estandarización (ISO).
- Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE).
- La Asociación Americana de Ensayo de Materiales (ASTM).
- La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC).

Los métodos normalizados deben realizarse estrictamente conforme lo indica la norma, antes de evaluarse la confiabilidad de los resultados debe comprobarse la precisión del método normalizado utilizado, tal y como fue realizado por el laboratorio.

5.3.2. Métodos no normalizados

Cuando sea necesario recurrir a métodos no normalizados para la aplicación de determinada prueba, estos deberán ser sujetos a acuerdo entre el personal de mantenimiento y el laboratorio.

Los métodos no normalizados, además de que son válidos, debería de existir documentación de todos los procedimientos, donde se describa e indique claramente su finalidad, ámbito de aplicación de la prueba y sus restricciones.

La Norma ISO/IEC 17025 presenta una serie de requisitos mínimos de información que deben contener los métodos nuevos no normalizados para ser aceptados, los cuales se describen a continuación:

- Una identidad apropiada.

- El alcance.
- La descripción del tipo de ítem a ensayar.
- Los parámetros o las magnitudes y los rangos determinados.
- Los aparatos y equipos, incluidos los requisitos técnicos de funcionamiento.
- Los patrones de referencia y los materiales de referencia requeridos.
- Las condiciones ambientales requeridas y cualquier período de estabilización que sea necesario.
- La descripción del procedimiento, incluida la siguiente información:
 - La colocación de las marcas de identificación, manipulación, transporte, almacenamiento y preparación de los ítems.
 - Las verificaciones a realizar antes de comenzar el trabajo.
 - La verificación del correcto funcionamiento de los equipos y, cuando corresponda, su calibración y ajuste antes de cada uso.
 - El método de registro de las observaciones y de los resultados.
 - Las medidas de seguridad a observar.
- Los criterios o requisitos para la aprobación o el rechazo.

- Los datos a ser registrados y el método de análisis y de presentación.
- La incertidumbre o el procedimiento para estimar la incertidumbre.

La mayoría de métodos no normalizados son los que ha sido desarrollado por los fabricantes de los equipos de prueba y aplicados cuando no se cuenta con métodos normalizados que cubran los servicios de la prueba o sean objeto complementario de algún otro ensayo.

5.3.3. Validación de los métodos

La validación de un método es un requisito fundamental que el personal encargado de mantenimiento debe solicitar para asegurar la confiabilidad de los resultados. Cuando se realiza una validación de un método que ha sido desarrollado por un fabricante, métodos no normalizados, así como métodos normalizados que han sufrido ampliaciones o modificaciones, de busca poder determinar que el método cumple adecuadamente con los fines previstos.

En general los métodos que deben ser objeto de validación son:

- Métodos no normalizados, que corresponden a métodos desarrollados por un fabricante, métodos nuevos que ha sido publicados en revistas científicas, o bien, métodos que han utilizado los fabricantes de equipos de pruebas pero no están normalizados.
- Métodos normalizados que han sufrido una modificación significativa en su proceso de medición.

La Norma ISO/IEC 17025 indica que es conveniente utilizar una o varias de las técnicas siguientes para determinar el desempeño de un método:

- Calibración utilizando patrones de referencia o materiales de referencia.
- Comparación con resultados obtenidos con otros métodos.
- Comparaciones entre laboratorios o fabricantes.
- Evaluación sistemática de los factores que influyen en el resultado.
- Evaluación de la incertidumbre de los resultados basada en el conocimiento científico de los principios teóricos del método y en la experiencia de la práctica.

El objetivo que tiene la validación de los métodos por parte del personal encargado del mantenimiento, es demostrar que el método que se va a utilizar por un laboratorio es adecuado para la aplicación de determinada prueba y demostrar que las modificaciones que se le realizaron al método no afectan su desempeño ni la confiabilidad de los resultados.

5.4. Error en la medición

El error en la medición es primordialmente la incertidumbre que se obtiene en la determinación del resultado de una prueba, se conoce como la diferencia que existe entre el valor obtenido en la prueba y el valor verdadero que se debe obtener.

El error obtenido en las pruebas no indica que necesariamente se haya efectuado una mala medición o se haya cometido una equivocación, con el error se puede indicar de una forma cuantitativa las limitaciones que un método de prueba introduce en la determinación de la medida.

En todo el proceso de medición de los parámetros de un transformador existen limitaciones ya sea por el método que se está empleando para efectuar la prueba, por el equipo utilizado o por el personal técnico encargado de realizar las pruebas, todo esto introduce errores. Por tal razón, es importante que se supervise la ejecución del protocolo de pruebas para tratar de evitar o disminuir estos factores que intervienen en el error de la medición, esto con la finalidad de que sea lo más confiable posible.

Los errores más comunes cometidos en los resultados al momento de diagnosticar el estado de un transformador son:

- Métodos mal empleados.
- Conexiones flojas.
- Malas condiciones ambientales.
- Equipos que no cuentan con certificación de calibración reciente.
- Inexperiencia del personal encargado de realizar las pruebas.
- Error en las conexiones entre equipo de pruebas y transformador.
- Rango de de valores de voltaje, corriente y frecuencia inadecuados.

5.4.1. Incertidumbre en la medición

La incertidumbre es un valor resultante que se entiende como el valor convencionalmente verdadero, el carácter convencional, y no real de tal resultado, es consecuencia de que el intervalo se entiende como una estimación adecuada del rango de valores dentro del cual se encuentra el valor verdadero que se está midiendo. La incertidumbre es un parámetro que caracteriza la dispersión de los valores que pueden ser tomados razonablemente como el valor real, el resultado de una prueba está influenciado tanto por la estimación del valor real como por la estimación de la incertidumbre.

Existen varias fuentes que contribuyen a la incertidumbre, como el equipo que se va a medir, el método que se utiliza para realizar la prueba, las magnitudes patrón que se toman como referencia, la mayoría de fuentes que contribuyen a la incertidumbre son inevitables y siempre va existir incertidumbre en el valor obtenido del equipo de pruebas, pero en la medida de lo posible se debe tratar de limitar que estos valores sean altos.

Después de realizar las pruebas en el transformador, el laboratorio debe proceder a determinar las posibles fuentes de incertidumbre que provienen de diversos factores involucrados en la medición, se requiere que no se deseché ninguna fuente de incertidumbre para obtener confiabilidad en el resultado.

5.4.2. Aspectos que intervienen en la incertidumbre de la medición

Existen métodos para la cuantificación de las fuentes de incertidumbres, los laboratorios deben aplicarlos para estimar el valor de la incertidumbre en

sus mediciones, los métodos que se utilizan para estimar el valor de la incertidumbre se realiza con un análisis estadístico basado en distribuciones de probabilidad.

Algunas fuentes que contribuyen con la incertidumbre podrían ser:

- La característica del equipo de pruebas
- El método utilizado en la prueba
- Variaciones en las condiciones ambientales
- Los resultados de calibración del equipo de pruebas
- La incertidumbre de la medida patrón

5.4.3. Cálculo de la incertidumbre

Regularmente el cálculo de la incertidumbre debe venir indicado en la certificación de calibración del equipo de pruebas, se debió aplicar un debido procedimiento para estimar la incertidumbre de las mediciones que realiza el equipo.

Si la incertidumbre no se indica en el certificado de calibración, los laboratorios que realizan las pruebas deben por lo menos tratar de identificar todos los componentes que contribuyen a la incertidumbre y hacer un cálculo razonable, para asegurarse que la forma de informar los resultados no se dé una impresión equivocada de la incertidumbre.

Una estimación razonable de la incertidumbre en las pruebas a los transformadores se debe basar en el conocimiento del método aplicado y el alcance de la prueba que se va a efectuar, haciendo uso de la experiencia que se ha adquirido en pruebas anteriores y los datos de validaciones anteriores.

5.5. Aseguramiento de la calidad de los resultados

El laboratorio encargado de efectuar el protocolo de pruebas a los transformadores de la planta, debe tener procedimientos de control de la calidad de sus resultados para darle validez a las pruebas llevadas a cabo.

Los resultados que se obtienen de las pruebas se deben registrar de tal forma que se pueda seguir un análisis tendencial de los valores obtenidos, y cuando se cuente con pruebas que se han efectuado en años anteriores, aplicar técnicas estadísticas para la revisión e interpretación de los resultados.

Para un mejor aseguramiento en la calidad de los resultados que el laboratorio presenta en el informe final, es necesario que este laboratorio plantee, actualice y asegure los procesos y métodos en la realización de las pruebas para ofrecer soluciones oportunas, confiables y eficientes que cumplan con las necesidades que el personal de mantenimiento requiera.

Entre los aspectos que se recomienda que el laboratorio cumpla como mínimo para asegurar la calidad de los resultados son:

- Cero errores: el laboratorio debe comprometerse a no cometer errores en las mediciones de las pruebas para lograr mantener la confianza de la calidad de los servicios prestados.

- Entrega oportuna: debe presentar un servicio oportuno y de calidad para satisfacer las necesidades que se requieran en el protocolo de pruebas.
- Mejoramiento continuo: es necesario que el laboratorio compruebe que siguen una política de mejoramiento continuo, prestando más servicios y manteniendo el nivel de los actuales.
- Confiabilidad y veracidad de los resultados: dos aspectos muy importantes que el laboratorio debe mantener para que se tenga plena seguridad que se está recibiendo una información real.

5.5.1. Certificados de calibración de los equipos

Producto de la calibración de los equipos de prueba, se emite un certificado de calibración del equipo donde se recoge el resultado de las mediciones experimentales efectuadas, junto una etiqueta de calibración que es colocada al equipo para que se visualice su estado de la última calibración.

El certificado de calibración de los equipos de prueba es un documento emitido por una institución metrológica certificada que contiene información de trazabilidad del material de referencia, con un valor trazable en unidades internacionales con un método de medida de referencia primario o secundario y con su respectivo valor de incertidumbre reportada.

Los certificados de calibración emitidos para equipos eléctricos, deben incluir toda la información necesaria que aseguren la trazabilidad de las medidas. Debe informar sobre el cálculo de la incertidumbre de la medida basado en guías o estándares validos internacionalmente. Adicionalmente los certificados deben contar con una acreditación de una organización reconocida

que asegure un sistema de calidad con una metodología de trabajo con plena garantía técnica.

Para que los certificados de calibración de los equipos de prueba sean aceptados, estos deben ser consistentes con los requerimientos de la Norma ISO/IEC 17025. Tienen que contar con información como:

- Identificación del laboratorio de calibración.
- Referencia a la acreditación (número de acreditación, entidad de acreditación).
- Identificación del certificado (número de calibración, fecha de expedición, número de páginas).
- Firmas de personas autorizadas.
- Identificación del cliente.
- Identificación del equipo calibrado.
- Información sobre el equipo (fabricante, tipo de equipo, entre otros).
- Fecha de mediciones.
- Lugar de calibración.
- Condiciones ambientales que puedan afectar los resultados de la calibración.

- Referencia o descripción del procedimiento aplicado.
- Información acerca de la trazabilidad de los resultados de la medición.

5.5.2. Informe final de los ensayos

El informe final es el documento más importante luego de realizado el protocolo de pruebas al transformador, ya que este describirá todos los resultados obtenidos y con base en la interpretación de estos resultados se sabrá en que estado se encuentra el transformador.

Para que el informe cumpla con los requisitos necesarios que requiere la Norma ISO/IEC 17025 en la presentación del informe, esta declara que deben incluir la siguiente información:

- Un título (por ejemplo, “Informe de ensayos”).
- El nombre y la dirección del laboratorio y el lugar donde se realizaron las pruebas.
- Una identificación única del informe (tal como el número de serie) y en cada página una identificación para asegura que la página es reconocida como parte del informe.
- El nombre y la dirección del cliente.
- La identificación del método utilizado.

- Una descripción, la condición y una identificación no ambigua de los ítems ensayados.
- La fecha de recepción de los ítems sometidos a ensayo, cuando esta sea esencial para la validez y la aplicación de los resultados, y la fecha de ejecución del ensayo.
- Una referencia al plan y los procedimientos de muestreo utilizados por el laboratorio, cuando estos sean pertinentes para la validez o la aplicación de los resultados.
- Los resultados de los ensayos con sus unidades de medida, cuando corresponda.
- El o los nombres, funciones y firmas o una identificación equivalente de las personas que autorizan el informe del ensayo.
- Cuando corresponda, una declaración de que los resultados solo están relacionados con los ítems ensayados.

Además de los requisitos descritos anteriormente la Norma ISO/IEC 17025, establece que en los casos que sea necesario para la interpretación de los resultados, los informes deben incluir lo siguiente:

- Las desviaciones, adiciones o exclusiones del método de ensayo e información sobre condiciones de ensayo específicas, tales como las condiciones ambientales.

- Cuando corresponda, una declaración sobre el cumplimiento o no cumplimiento con los requisitos o las especificaciones.
- Cuando sea aplicable, una declaración sobre la incertidumbre de la medición estimada; la información sobre la incertidumbre es necesaria en los informes cuando sea pertinente para la validez o aplicación de los resultados de los ensayos.
- Cuando sea apropiado y necesario, las opiniones e interpretaciones.
- La información adicional que pueda ser requerida por los métodos específicos, clientes o grupos de clientes.

Cuando en el informe final se incluyan interpretaciones de los resultados, el laboratorio que realizó las pruebas debe informar por escrito las bases que respaldan dichas interpretaciones, tales como normas y estándares acordados y establecidos por organizaciones internacionales o nacionales.

CONCLUSIONES

1. Considerando que la planta generadora Hidroeléctrica Chixoy tienen más de 25 años de operación, es importante mantener un riguroso plan de mantenimiento para los transformadores principales y todos los demás equipos.
2. El personal encargado del mantenimiento de la planta Chixoy debe conocer el funcionamiento y los principales aspectos constructivos de los transformadores principales, para aplicar correctamente un protocolo de pruebas de rutina a los transformadores.
3. Fomentando el conocimiento sobre las pruebas de rutina aplicables a los transformadores principales y los tipos de mantenimiento, el personal de mantenimiento de la planta Chixoy será más determinante al momento de planificar las pruebas eléctricas y fisicoquímicas al aceite, para identificar de forma precisa posibles fallas.
4. Implementar de forma correcta el protocolo de pruebas de rutina dentro del plan de mantenimiento, ayudará a aumentar la confiabilidad y continuidad de la generación de la energía eléctrica de la planta Hidroeléctrica Chixoy.
5. No solo es necesario conocer los procedimientos de cada prueba y la normalización que se recomienda para el análisis de los resultados, sino también es necesario asegurar la confiabilidad de los resultados en todo el proceso de medición, esto en virtud de no cometer errores en la

interpretación de dichos resultados y obtener un mal dictamen en el estado del transformador.

RECOMENDACIONES

1. Es importante que el personal de mantenimiento de la Hidroeléctrica Chixoy, conozca los principales aspectos constructivos de toda la planta, para que a la hora de planifiquen sus mantenimientos tomen en cuenta el tiempo de operación de los equipos.
2. Es importante que todo el personal de mantenimiento de la planta Chixoy cuente con los manuales, donde se describen las especificaciones técnicas de fábrica de los transformadores principales.
3. Es importante evaluar los resultados con base en un análisis tendencial con los resultados obtenidos en pruebas anteriores, con el fin de llevar el control de la variabilidad de los resultados a través del tiempo y detectar de forma oportuna, cambios significativos que representen indicios de una anomalía.
4. Considere que cada prueba se debe realizar con la periodicidad que se indica en el protocolo, al menos que ocurra una falla que afecte permanentemente el equipo, el personal encargado de mantenimiento debe reducir la periodicidad a la mitad del tiempo aconsejado en cada prueba.
5. Considerar que el laboratorio encargado de realizar las pruebas a los transformadores de potencia cuente con la suficiente experiencia en la realización de pruebas, que cuente con personal capacitado, certificados de equipos calibrados, utilice procedimientos normalizados.

BIBLIOGRAFÍA

1. CAMARGO GONZÁLEZ, Diana. *Rediseño del campo de pruebas para transformadores de distribución de siemens S. A. y aseguramiento metrológico de la calidad mediante la implementación de la Norma ISO 17025*. Bogota: Universidad de la Salle, Facultad de Ingeniería Eléctrica. 2007. 162 p.
2. CRUZ ARREAGA, Wilfred. *Las pruebas de fabricación de los transformadores de potencia, de 501 kva y mayores, su propósito e importancia. Descripción y análisis de normas y protocolos aplicables*. Trabajo de graduación de Ing. Mecánica Eléctrica Universidad San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2010. 227 p.
3. FRAILE MORA, Jesús. *Transformadores: máquinas eléctricas*. 5a ed. España: McGraw-Hill, 2003. 236 p.
4. Megger *Evaluación de estado de equipo de subestación*. USA: Megger, 2006. 40 p.
5. INDE. *Manuales del transformador de potencia*. Guatemala Mitsubishi Electric Corporation; Planta Hidroeléctrica Chixoy, 1983. Tomo 4.
6. International Organization for Standardization. *Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración: ISO/IEC 17025*. 2a ed. Suiza: ISO, 2005. 8 p.

7. Comisión Federal de Electricidad de México. *Operación y mantenimiento de transformadores de potencia*. Mexico: CFE, 2004 15 p.
8. SÁNCHEZ CHAVARRÍA, Leonardo. *Guía para la elaboración de ensayos de diagnóstico en campo a transformadores eléctricos de potencia*. San José, CR.: Universidad de Costa Rica, Ciudad Universitaria Rodrigo Facio. 2010. 136 p.
9. THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. *IEEE Guide for diagnostic field testing of electric power apparatus – Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors*. IEEE Std. 62-1995. USA: IEEE, 1995. 108 p.
10. _____. *IEEE Standard general requirements for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers*. IEEE Std. C57.12.00-2006. USA: IEEE, 2007. 53 p.
11. _____. *IEEE Standard test code for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers*. IEEE Std. C57.12.90-1999. USA: IEEE, 1999. 100 p.
12. TUJAB MEDINA, Edin Orlando. *Optimización de la generación de la planta Hidroeléctrica Chixoy*. Trabajo de graduación, Universidad San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2010. 181 p.