



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

**REHABILITACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES 69/13.8KV, DE LA
CENTRAL TÉRMICA ESCUINTLA, PERTENECIENTE AL INDE**

Carlos Juventino Esteban Girón

Asesorado por el Ing. Byron Ibán Azurdia Martínez

Guatemala, octubre de 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**REHABILITACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES 69/13.8KV, DE LA
CENTRAL TÉRMICA ESCUINTLA, PERTENECIENTE AL INDE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

CARLOS JUVENTINO ESTEBAN GIRÓN

ASESORADO POR EL ING. BYRON IBÁN AZURDIA MARTÍNEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE 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. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
EXAMINADOR	Ing. Byron Ibán Azurdia Martínez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

REHABILITACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES 69/13.8KV, DE LA CENTRAL TÉRMICA ESCUINTLA, PERTENECIENTE AL INDE

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha septiembre de 2013.


Carlos Juventino Esteban Girón

Guatemala, 23 de abril de 2015

Ing. Silvio Rodríguez
Dirección Unidad de EPS
Universidad de San Carlos de Guatemala
Ciudad de Guatemala

Estimado Ingeniero Rodríguez:

Reciba usted un cordial saludo, deseándole éxitos en sus actividades profesionales.

Luego de mi corto saludo, aprovecho para hacer de su conocimiento que he asesorado el informe final del estudiante Carlos Juventino Esteban Girón quien se identifica con el carne: 200818838, titulado **“REHABILITACION DE LOS SERVICIOS AUXILIARES 69/13.8 KV, DE LA CENTRAL TERMICA ESCUINTA, PERTENECIENTE AL INDE”**, el cual fue revisado y realizadas las correcciones que correspondieron.

Sin otro particular,

Atentamente,



Byron Ibán Azurdia Martínez
Ingeniero Electricista
Colegiado: 3087

BYRON I. AZURDIA MARTINEZ
INGENIERO ELECTRICISTA
Colegiado 3,087



Guatemala, 8 de septiembre de 2015.
Ref.EPS.DOC.584.09.15.

Ing. Silvio José Rodríguez Serrano
Director Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Rodríguez Serrano.

Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Carlos Juventino Esteban Girón** de la Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con carné No. **200818838**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **“REHABILITACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES 69/13.8 KV, DE LA PLANTA CENTRAL TÉRMICA ESCUINTLA, PERTENECIENTE AL INDE”**.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”


Ing. Natanael Requena Gómez
Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Eléctrica



c.c. Archivo
NRG/ra



Guatemala 8 de septiembre de 2015.
Ref.EPS.D.446.09.15.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Puente Romero.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"REHABILITACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES 69/13.8 KV, DE LA PLANTA CENTRAL TÉRMICA ESCUINTLA, PERTENECIENTE AL INDE"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Carlos Juventino Esteban Girón**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Byron Azurdía y supervisado por el Ing. Natanael Requena Gómez.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Silvio José Rodríguez Ferrero
Director Unidad de EPS



SJRS/ra



Ref. EIME 60. 2015
Guatemala, 6 de mayo 2015.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puentes Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**REHABILITACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES 69/13.8
KV, DE LA PLANTA CENTRAL TÉRMICA ESCUINTLA,
PERTENECIENTE AL INDE,** del estudiante **Carlos Juvenino
Esteban Girón,** que cumple con los requisitos establecidos para tal
fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
D Y ENSEÑAD A TODOS



Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia

STO



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 60. 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; CARLOS JUVENTINO ESTEBAN GIRÓN, titulado: REHABILITACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES 69/13.8 KV, DE LA PLANTA CENTRAL TÉRMICA ESCUINTLA, PERTENECIENTE AL INDE, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López



GUATEMALA, 18 DE SEPTIEMBRE 2015.



DTG. 500.2015

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: **REHABILITACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES 69/13.8 KV, DE LA CENTRAL TÉRMICA ESCUINTLA, PERTENECIENTE AL INDE**, presentado por el estudiante universitario: **Carlos Juventino Esteban Girón**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Ángel Roberto Sic García
Decano en Funciones

Guatemala, octubre de 2015

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

Mis padres	Mirtala Girón y Juventino Esteban, por su sacrificio diario y amor incondicional.
Mis hermanos	Mirza y Esaú Esteban, por apoyarme en cada momento de mi vida.
Mis cuñados	Nilda Zamora y José Polanco, por el apoyo a mi persona en cada etapa de mi carrera.
Mis sobrinos	Por ser ese rayo de felicidad que son en mi vida.
Anyela Pérez	Por estar ahí, en las buenas y las malas.
Mi familia	Por brindarme amor y apoyo en todo momento.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por abrirme las puertas del conocimiento.

Facultad de Ingeniería

Por permitirme forjar mi carrera como profesional.

**Mis amigos de la
Facultad**

Elvira Castellanos, Ángel Polanco, Selvyn Villatoro, José Muralles, Víctor Razana y muchos más porque sin su ayuda y apoyo no hubiera sido posible.

Ing. Byron Azurdia

Por compartir sus conocimiento, ayuda y tiempo en el asesoramiento.

Guillermo Roche

Por permitirme realizar mi EPS.

**Planta Central Térmica
Escuintla y su personal**

Por la oportunidad de realizar mi EPS, y el apoyo brindado en cada trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XIII
GLOSARIO	XV
RESUMEN	XXI
OBJETIVOS.....	XXIII
INTRODUCCIÓN.....	XXV
1. FASE DE INVESTIGACIÓN.....	1
1.1. Generalidades del Instituto Nacional de Electrificación.....	1
1.1.1. Historia de la institución.....	1
1.1.2. Empresa de generación eléctrica.....	2
1.1.2.1. Central Térmica Escuintla.....	3
1.1.3. Datos generales	4
1.1.3.1. Nombre	4
1.1.3.2. Localización	4
1.1.3.3. Visión	4
1.1.3.4. Misión	5
1.1.3.5. Objetivos institucionales	5
1.1.3.6. Políticas	5
1.1.3.7. Objetivos.....	6
1.2. Conceptos generales	6
1.2.1. Tipos de mantenimiento	7
1.2.1.1. Mantenimiento preventivo.....	7
1.2.1.2. Mantenimiento predictivo	7
1.2.1.3. Mantenimiento correctivo.....	8

1.2.2.	Equipos de una subestación de distribución	8
1.2.2.1.	Barras colectoras	9
1.2.2.2.	Cuchillas seccionadoras	10
1.2.2.3.	Puntos de conectividad	12
1.2.2.4.	Interruptor de potencia	13
1.2.2.5.	Transformador de potencia.....	14
1.2.2.6.	Reconectador	16
1.2.2.7.	Pararrayos	17
1.2.2.8.	Transformadores de tensión	18
1.2.2.9.	Transformadores de corriente	18
1.2.3.	Tipos de protecciones de un transformador de potencia.....	19
1.2.3.1.	Protección diferencial.....	20
1.2.3.2.	Protección de sobre corriente	20
1.2.4.	Mantenimiento predictivo para los transformadores de potencia.....	21
1.2.4.1.	Bobinas o devanados.....	23
1.2.4.1.1.	Resistencia óhmica a devanados	23
1.2.4.1.2.	Relación de transformación.....	24
1.2.4.1.3.	Corriente de excitación.....	25
1.2.4.1.4.	Impedancia de corto circuito	26
1.2.4.1.5.	Resistencia de aislamiento a devanados	28
1.2.4.1.6.	Factor de potencia	30

	1.2.4.1.7.	Barrido de frecuencia	37
1.2.4.2.		<i>Bushings</i> conectores	40
	1.2.4.2.1.	Inspección visual	40
	1.2.4.2.2.	Factor de potencia	40
1.2.4.3.		Aceite aislante	41
	1.2.4.3.1.	Contenido de humedad.....	42
	1.2.4.3.2.	Gases disueltos	43
	1.2.4.3.1.	Rigidez dieléctrica	43
	1.2.4.3.2.	Conteo de partículas	44
	1.2.4.3.3.	Factor de potencia	45
	1.2.4.3.4.	Tensión interfásial	46
	1.2.4.3.5.	Acidez o número de neutralización	47
	1.2.4.3.6.	Color	48
	1.2.4.3.7.	Densidad relativa	48
1.2.4.4.		Análisis cromatográficos de gases disueltos del aceite dieléctrico	49
2.		FASE TÉCNICO PROFESIONAL	51
2.1.		Análisis del estado de los equipos	51
	2.1.1.	Sistema de alta tensión de 69 KV	51
	2.1.2.	Transformador de potencia 69/13,8 KV	52
	2.1.2.1.	Cuba del transformador	53
	2.1.2.2.	Sistema de enfriamiento	53
	2.1.2.3.	<i>Bushings</i> de alta y baja tensión	54
	2.1.2.4.	Aceite dieléctrico	55
	2.1.2.5.	Bobinas del primario y secundario	55
	2.1.2.6.	Tanque de expansión	56

2.1.3.	Sistema de distribución de media tensión 13,8 KV	57
2.1.4.	Subestación de conexión para el transformador de potencia.....	58
2.1.5.	Sistema de distribución a baja tensión 220/440 V ...	59
2.2.	Mantenimiento mayor al transformador de potencia.....	59
2.2.1.	Mantenimiento a cuba y equipos del transformador	60
2.2.2.	Mantenimiento predictivo	65
2.2.2.1.	Pruebas al aceite dieléctrico	65
2.2.2.1.1.	Pruebas fisicoquímicas	66
2.2.2.1.2.	Análisis cromatógrafo....	68
2.2.2.2.	Pruebas eléctricas a los devanados	70
2.2.2.3.	Pruebas eléctricas a <i>bushings</i>	79
2.3.	Mantenimiento línea de alta tensión	90
2.4.	Mantenimiento línea media tensión	91
2.5.	Sistema de distribución de baja tensión 220/440 V	92
2.6.	Subestación de conexión	93
3.	FASE ENSEÑANZA APRENDIZAJE	97
3.1.	Contenido del curso, Práctica de Seguridad Industrial	97
3.1.1.	Filosofía de la seguridad industrial.....	97
3.1.2.	Diferencia entre peligro y riesgo.....	97
3.1.3.	Condiciones y acciones inseguras	98
3.1.4.	Seguridad e higiene ocupacional	98
3.1.5.	Reglas generales de seguridad industrial	98
3.2.	Evaluación del curso	106

CONCLUSIONES	107
RECOMENDACIONES	109
BIBLIOGRAFÍA.....	111
APÉNDICES	113
ANEXOS	119

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Barras colectoras.....	10
2.	Seccionadores	11
3.	Puntos de conectividad	12
4.	Interruptor de potencia	13
5.	Transformador de potencia.....	15
6.	Partes de un reconectador.....	16
7.	Pararrayos	17
8.	Transformador de tensión capacitivo.....	18
9.	Partes de un transformador de corriente.....	19
10.	Diagrama pruebas de diagnóstico a transformadores reactores y reguladores eléctricos	22
11.	Medición de resistencia óhmica utilizando método voltímetro y amperímetro	24
12.	Diagrama para la medición de impedancia de corto circuito, simplificado a una fase.....	26
13.	Diagrama vectorial y circuito equivalente de las pérdidas en un aislamiento.....	31
14.	Conexión UST	33
15.	Conexión GST	34
16.	Conexión GSTg	35
17.	Conductores dañados en el sistema de alta tensión	51
18.	Estado del transformador de potencia antes del mantenimiento	52
19.	Radiador del transformador de potencia dañado.....	53

20.	<i>Bushings</i> del transformador en mantenimiento	54
21.	Transformadores de corriente del transformador en mantenimiento	55
22.	Cambiador de taps del transformador	56
23.	Tanque de expansión del transformador en mantenimiento	57
24.	Placa de datos del transformador de potencia	60
25.	Indicador de temperatura del aceite dieléctrico.....	61
26.	Silica gel del transformador de potencia.....	61
27.	Relé Buchholz.....	61
28.	Aplicación de torque a conexiones eléctricas del transformador	62
29.	Cuba del transformador de potencia	63
30.	Resultado del mantenimiento exterior y a los equipos del transformador de potencia	64
31.	Resultado de la prueba de barrido de frecuencia SFRA, terminales de alta tensión, circuito abierto	85
32.	Resultados de la prueba de barrido de frecuencia SFRA, en las terminales de baja tensión, circuito abierto	86
33.	Resultado de la prueba de barrido de frecuencia SFRA, en las terminales de baja tensión, cortocircuito	87
34.	Resultado de la prueba de barrido de frecuencia SFRA, terminales de alta tensión, cortocircuito	88
35.	Resultados de la prueba de barrido de frecuencia SFRA, terminales de baja tensión, circuito abierto	89
36.	Resultados de la prueba de barrido de frecuencia SFRA, terminales de alta tensión, circuito abierto	90
37.	Diagrama de instalación, de la subestación de conexión	93
38.	Evaluación de seguridad industrial	106
39.	Comparación del factor de potencia	115
40.	Diagrama de conexión relé de protección P642	117
41.	.Propuesto de Bahía de subestación de conexión (vista de perfil).....	118

42.	Placa de datos del interruptor de potencia	119
43.	Placa de datos número 2, del interruptor de potencia	120
44.	Placa de datos de los transformadores combinados para medición y protección	121

TABLAS

I.	Tipos de protecciones para transformadores	21
II.	Factor de corrección de factor de potencia	37
III.	Interpretación del porcentaje de saturación de agua en el aceite dieléctrico.....	42
IV.	Nivel de voltaje de rigidez dieléctrica.....	43
V.	Condición del aceite en relación a la cantidad de partículas en el aceite.....	44
VI.	Valores máximos de factor de potencia para diferentes categorías de aceite nuevo y usado	45
VII.	Límites sugeridos de tensión interfásica para aceite en servicio	46
VIII.	Valores recomendados para el número de neutralización	47
IX.	Condición relativa del aceite basada en el color	48
X.	Resultados prueba de rigidez dieléctrica al aceite dieléctrico	66
XI.	Pruebas eléctricas y fisicoquímicas al aceite dieléctrico	67
XII.	Resultados de las pruebas eléctricas y fisicoquímicas al aceite dieléctrico.....	67
XIII.	Resultados del análisis de gases combustibles disueltos en el aceite dieléctrico.....	68
XIV.	Resultados del análisis de furanos	68
XV.	Resultados del análisis de metales disueltos en el aceite dieléctrico ...	69
XVI.	Resultados prueba de factor de potencia al aceite dieléctrico	69

XVII.	Resultados de la prueba de factor de potencia y capacitancia, inyección en la terminal de alta tensión.....	70
XVIII.	Resultados de la prueba de factor de potencia y capacitancia, inyección en la terminal de baja tensión.....	70
XIX.	Resultados de la prueba de barrido de frecuencia, método GSTg, medición de C_H	71
XX.	Resultado de la prueba de barrido de frecuencia, método UST, medición de C_{HL}	71
XXI.	Resultados de la prueba de barrido de frecuencia, método GSTg, medición de C_L	72
XXII.	Resultados de la prueba de barrido de frecuencia, método UST, medición de C_{LH}	73
XXIII.	Resultados de la prueba de barrido de tensión, método GSTg, medición de H_C	73
XXIV.	Resultados de la prueba de barrido de tensión, método UST, medición de C_{LH}	74
XXV.	Resultados de las pruebas de barrido de tensión, método GSTg, medición de C_L	74
XXVI.	Resultados de las pruebas de barrido de tensión, método UST, medición de C_{HL}	75
XXVII.	Resultados prueba de corriente de excitación	75
XXVIII.	Resultados de impedancia de corto circuito, prueba estándar.....	76
XXIX.	Resultados de impedancia de corto circuito, prueba por fase.....	76
XXX.	Resultados relación de transformación, prueba estándar	77
XXXI.	Resultados de la prueba resistencia del devanado de alta en cortocircuito, prueba estándar.....	77
XXXII.	Resultados de la prueba de resistencia de los devanados de baja en cortocircuito, prueba estándar	78

XXXIII.	Resultados de la prueba de resistencia óhmica de los devanados de baja en cortocircuito, por fase.....	78
XXXIV.	Resultados de la prueba de resistencia del aislamiento solido	79
XXXV.	Resultado de la prueba de factor de potencia y capacitancia, prueba estándar	79
XXXVI.	Resultado de la prueba barrido de frecuencia a la terminal de alta tensión H1, utilizando el método de prueba UST	80
XXXVII.	Resultado de la prueba barrido de frecuencia a la terminal de alta tensión H2, utilizando el método de prueba UST	81
XXXVIII.	Resultado de la prueba barrido de frecuencia a la terminal de alta tensión H3, utilizando el método de prueba UST	81
XXXIX.	Resultado de la prueba de barrido de tensión a la terminal de alta tensión H1, utilizando el método de prueba UST	82
XL.	Resultado de la prueba de barrido de tensión a la terminal de alta tensión H2, utilizando el método de prueba UST	82
XLI.	Resultado de la prueba de barrido de tensión a la terminal de alta tensión H3, utilizando el método de prueba UST	83
XLII.	Resultado de la prueba de factor de potencia y capacitancia, al lado de alta tensión y el tap C2.....	83
XLIII.	Resultados prueba de collar caliente, <i>bushings</i> de alta tensión.....	84
XLIV.	Resultados prueba de collar caliente, <i>bushings</i> de baja tensión.....	84
XLV.	Cálculo de carga instalada	92
XLVI.	Características de transformadores para medición y protección	95
XLVII.	Corrección del factor de potencia, de la prueba de barrido de frecuencia	114
XLVIII.	Corrección del factor de potencia, de la prueba de barrido de tensión.....	114

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperios
C	Celcius
FP	Factor de potencia
°	Grado (s)
GST	<i>Grounded Specimen Test</i>
GSTg	<i>Grounded Specimen Test</i>
Hz	Hertz
KW	Kilovatio (s) o kilowatts (s)
KV	Kilovoltio (s)
MW	Megavatio (s) o megawatts (s)
m	Metro
mA	Miliamperios
mN	Milinewton (s)
mV	Milivoltio (s)
mW	Miliwatt (s) o Milivatio (s)
Mg	Miligramo (s)
mm	Milímetro
Ω	Ohmio (s)
PPM	Partes por millón
pF	Pico Faradios
PCB	Policlorobifenilo (s)
%	Porcentaje
R	Resistencia

S.T.

Sobre tensión

UST

Ungrounded Specimen Test

GLOSARIO

Aceite dieléctrico	Es un material destinado para aislar eléctricamente dispositivos eléctricos.
Aislador	Es un material, usualmente porcelana o polímeros, que su función es evitar el paso de la electricidad.
ASTM	American Society for Testing Materials.
Alta tensión	Es un nivel de voltaje superior a 69 KV.
Amperios	Es la unidad de medida de la corriente eléctrica.
Baja tensión	Es un nivel de voltaje de 120/240 V y 380/440 V.
Bobina	Es un grupo de conductores eléctricos en forma de espiras puestas una sobre otra, también llamado devanado.
Bushing	Es el aislador o boquillas de conexión de un transformador.
C.T.	Es un transformador eléctrico el cual permite aumentar o reducir el valor de corriente eléctrica en un circuito eléctrico.

Capacitor	Es un dispositivo eléctrico capaz de acumular energía en forma de campo eléctrico.
Conductor eléctrico	Es un material, cable o alambre, capaz de conducir una corriente eléctrica, usualmente de cobre.
Conector	Es un dispositivo utilizado para unir dos o más equipos eléctricos.
Corriente	A menos que se indique lo contrario, corriente significa corriente eléctrica.
Corto circuito	Es una falla dentro de un circuito eléctrico.
Cromatografía	Es un método físico de separación para determinar los componentes de una mezcla.
Crucero	Es un apoyo o base que va instalado en la parte superior de un poste de transmisión de energía eléctrica, el cual puede ser de madera o metálico.
Cuba	Es un dispositivo parte de un transformador en la cual se contiene el líquido refrigerante del mismo, usualmente aceite dieléctrico, dentro del cual están sumergidos el núcleo y las bobinas del transformador.
Densidad	Es la razón entre la masa de un cuerpo y el volumen que ocupa.

Devanado	También llamado bobina.
Espira	Es un conductor eléctrico en forma circular, el cual puede ser de alambre o de platina.
EGEE	Empresa de Generación de Energía Eléctrica.
Falla	Es una condición de un circuito eléctrico en el cual los parámetros de operación son elevados.
Fase	A menos que se indique lo contrario, es cada una de las líneas o conductores eléctricos de un sistema trifásico.
Frecuencia	Cambio de dirección de la corriente eléctrica; se expresa en Hertz o ciclos por segundo.
Impedancia	Es la oposición que presenta un circuito o dispositivo al paso de una corriente eléctrica.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
Interruptor	Es un dispositivo eléctrico con el cual se interrumpe el paso de la electricidad.
Ley de Kirchhoff	Es un fundamento teórico, en la cual se indica que en cualquier nodo, la suma de las corrientes que entran en el son iguales a la suma de las corrientes que salen.

Media tensión	Es un nivel de voltaje entre 1KV Y 69 KV.
Nominal	Es el valor al cual está diseñado un equipo, por ejemplo tensión nominal, corriente nominal.
Núcleo	A menos que se indique lo contrario, es una parte de un transformador el cual está construido a partir de placas de acero al silicio, de poco espesor.
P.T.	Es un transformador eléctrico el cual permite aumentar o reducir el valor del voltaje en un circuito eléctrico.
Protecciones	Es un sistema de equipos eléctricos conectados entre sí para proteger un equipo importante.
Radiador	Dispositivo encargado de disipar el calor de un transformador.
Resistencia óhmica	Es la oposición que presenta un circuito o dispositivo al paso de una corriente eléctrica, expresada en ohm.
Relé	Es un dispositivo electromecánico, el cual funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico.
Relé Buchholz	Es un relé de protección para transformadores.

Silica gel	Es un material el cual puede absorber humedad de un medio.
Subestación eléctrica	Es una infraestructura eléctrica para facilitar el transporte y distribución de energía eléctrica.
Tap	Se le llama así a los distintos puntos de conexión en un dispositivo eléctrico, en los transformadores de potencia tienen la función de subir o bajar el nivel de voltaje. Y en los <i>bushings</i> capacitivos, sirven para aislar una parte del mismo, y realizar pruebas eléctricas.
Tensado	Técnica que consiste en estirar un conductor eléctrico.
Tensión	A menos que se indique lo contrario, tensión significa voltaje o una diferencia de potencial efectiva entre dos conductores o entre un conductor y tierra.
Tensión nominal	Es el nivel de voltaje para el cual está diseñado un equipo eléctrico.
Termografía	Técnica utilizada para determinar fallas.
Tierra física	Es un sistema o red de seguridad para equipos eléctricos.

Transformador

Es un dispositivo eléctrico el cual permite aumentar o disminuir el voltaje eléctrico en un circuito eléctrico.

RESUMEN

El presente trabajo contiene la recopilación de mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo para la rehabilitación de los servicios auxiliares de la planta Central Térmica Escuintla, así también propuestas de implementación para sistemas de distribución a baja tensión y un curso de seguridad industrial al personal de trabajo de la planta.

En el primer capítulo se da a conocer información acerca del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), así como de la planta Central Térmica Escuintla, y sus datos generales. Se dan a conocer conceptos generales de las partes de una subestación eléctrica, tipos de mantenimiento de un transformador de potencia: pruebas eléctricas, fisicoquímicas y cromatografía de gases.

En el segundo capítulo se encontrará la evaluación técnica de los equipos y componentes de la alimentación de energía eléctrica de la planta, así como los trabajos de mantenimiento para la reparación de las líneas áreas de alta tensión de 69 KV, mantenimiento y reparación del sistema de distribución de media tensión 13,8 KV. Así también la documentación de los resultados del mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo del transformador de potencia, y la propuesta de los equipos necesarios para la conexión y protección del transformador de potencia.

En el capítulo final se muestra el contenido del curso de seguridad industrial dirigido al personal de la planta Central Térmica Escuintla, en el cual

se recalca la importancia de su práctica, filosófica de la seguridad industrial, conceptos básicos y se mencionan diez reglas generales de seguridad.

OBJETIVOS

General

Realizar y documentar el mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo para el restablecimiento de los servicios de energía eléctrica de la planta Central Térmica Escuintla.

Específicos

1. Dirigir la evaluación y reparación de la línea área de alta tensión 69 KV, que alimenta el transformador de potencia.
2. Dirigir la evaluación y reparación del sistema de distribución de media tensión 13,8 KV.
3. Documentar los resultados del mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo del transformador de potencia.
4. Proponer el sistema de protecciones para el transformador de potencia.
5. Impartir una capacitación de seguridad industrial al personal de la planta Central Térmica Escuintla.

INTRODUCCIÓN

El Instituto Nacional de Electrificación aporta una parte del costo de la energía eléctrica de la población guatemalteca con la tarifa social, esto es un apoyo fundamental para las familias de escasos recursos. La planta Central Térmica Escuintla es parte de los activos físicos del INDE, con la cual percibe ingresos que apoyan directamente la tarifa social, actualmente dicha planta no cuenta con una alimentación de energía eléctrica que pueda suplir las necesidades de las máquinas y herramientas para realizar la mayoría de trabajos.

El propósito del mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo es incrementar la disponibilidad de los activos a bajo costo, permitiendo que funcionen de forma eficiente y confiable dentro de un contexto operacional, es decir lo que se busca con esto es asegurar mantener y aumentar la productividad de la planta.

Estas condiciones traen como consecuencia el estudio del estado de los equipos de un sistema eléctrico de potencia, mediante la ejecución de pruebas no destructivas tales como fisicoquímicas; tensión interraccional, rigidez dieléctrica, acidez, pruebas eléctricas; factor de potencia, resistencia al aislamiento, resistencia óhmica, entre otras.

Un sistema eléctrico de potencia, está compuesto por diversos equipos eléctricos, entre ellos transformadores de potencia, interruptor de potencia, líneas de alta y media tensión, seccionadores, pararrayos, aisladores y transformadores de protección y medición (CT y PT).

La parte principal de un sistema eléctrico de potencia es el transformador de potencia, esto por ser la más cara, esto conlleva a que el sistema de protecciones lo centralice, como el objeto a proteger eléctricamente. La vida útil de transformador de potencia se encuentra en su aislamiento sólido, que está compuesto básicamente del papel y cartón, es por ello que se realizan pruebas rigurosas.

1. FASE DE INVESTIGACIÓN

1.1. Generalidades del Instituto Nacional de Electrificación

Entidad pública autónoma descentralizada con personalidad jurídica, patrimonio propio, capaz de adquirir derechos y contraer obligaciones.

1.1.1. Historia de la institución

El Instituto Nacional de Electrificación (INDE) fue creado el 27 de mayo de 1959, mediante el Decreto Ley 1287. El objetivo de su fundación se encaminó a dar solución pronta y eficaz a la escasez de energía eléctrica en el país, así como mantener la energía disponible a efecto de satisfacer la demanda normal e impulsar el desarrollo de nuevas industrias, incrementar el consumo doméstico y el uso de la electricidad en las áreas rurales. Cuando el INDE se hizo cargo de la electrificación a nivel nacional, existía en el país apenas 54 KW instalados y en ese entonces se trabajaba en la construcción de la hidroeléctrica Río Hondo.

Posteriormente y ante la situación deficitaria de generación que había en 1961, el INDE instaló en forma emergente, mientras se desarrollaban los planes de expansión, la central diésel de San Felipe Retalhuleu con 2,44 MW y una turbina de gas en Escuintla con una capacidad instalada de 12,5 MW en el 1965. Además en ese período amplió la capacidad de la hidroeléctrica de Santa María a 6,88 MW en 1966.

El patrimonio inicial lo constituyó una emisión de bonos de Q 15 millones, los bienes de las hidroeléctricas Santa María y Río Hondo y los bienes del Departamento de Electrificación Nacional.

Actualmente el INDE está regido por su Ley Orgánica, Decreto 64-94, la cual establece que es una entidad estatal autónoma y autofinanciable, que goza de autonomía funcional, patrimonio propio, personalidad jurídica y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materia de su competencia.

El órgano superior de la administración del INDE es el Consejo Directivo, el cual está conformado por miembros del Ministerio de Energía y Minas, Ministerio de Economía, la Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia, Asociación Nacional de Municipalidades, asociaciones empresariales y entidades sindicales. La Gerencia General es la encargada de la ejecución de las instrucciones y directrices emanadas del Consejo Directivo, además debe llevar a cabo la administración y gobierno de la institución.

1.1.2. Empresa de generación eléctrica

El desarrollo de la planeación obedece al cumplimiento de objetivos, programas y proyectos para cumplir con la misión de la empresa, respetando el medio ambiente, desarrollando integralmente a los empleados en áreas de salud, seguridad ocupacional y capacitación; con la respectiva custodia, cuidado y control del equipo y la maquinaria instalada promoviendo nuevos proyectos; garantizando dar cumplimiento a los compromisos contractuales adquiridos bajo un esquema de principios y valores que garantizan la transparencia y responsabilidad de los procesos, reflejando financieramente lo antes descrito en el presupuesto a ejecutar durante el 2010. El cual podrá medirse a través de indicadores de desempeño con un seguimiento periódico.

Las generadoras a cargo del INDE son:

- Hidroeléctrica Chixoy
- Hidroeléctrica Aguacapa
- Hidroeléctrica Jurún Marinalá
- Hidroeléctrica Los Esclavos
- Hidroeléctrica Santa María
- Hidroeléctrica El Porvenir
- Hidroeléctrica El Salto
- Hidroeléctrica Palín II
- Hidroeléctrica Chichaic
- Central Térmica Escuintla

1.1.2.1. Central Térmica Escuintla

Esta central se encuentra ubicada en la finca Mauricio, departamento de Escuintla, habiendo iniciado operaciones con dos unidades generadoras en 1969, siendo estas turbinas de gas, marca General Eléctric, con una capacidad de 12,5 MW cada una.

En 1972, se instaló la primera unidad generadora a vapor marca AEG, con una capacidad nominal de 33 MW, continuando el crecimiento de esta central con la instalación de dos turbinas de gas marca TPM con una capacidad nominal de 25 MW cada una, en 1976. Durante 1977, se amplió la capacidad de esta planta con la instalación de otra unidad de vapor, marca BRENDA, con una capacidad nominal de 53 MW, finalizando en 1989 con la instalación de una turbina de Gas de 41 MW de capacidad nominal.

Actualmente no se cuenta con todas las unidades disponibles para generar, siendo la potencia disponible de toda la central de 38,5 MW que corresponde a la Unidad 5, TPM. La Unidad 3, se encuentra en rehabilitación para contar con una potencia de 17 MW.

1.1.3. Datos generales

La información de la institución, fines, razón de ser, actividades y situación actual es de gran importancia para el desarrollo del proyecto. A continuación se presentan los datos generales de la Central Térmica Escuintla.

1.1.3.1. Nombre

Central Térmica Escuintla.

1.1.3.2. Localización

La Central Térmica Escuintla está ubicada en la finca Mauricio, km 61,5 carretera CA-9 antigua ruta al Puerto San José.

1.1.3.3. Visión

"Ser la Institución Eléctrica Nacional líder e impulsora del desarrollo del mercado eléctrico nacional y regional cumpliendo con estándares de calidad mundial, a través de la actualización tecnológica y excelencia de su recurso humano."¹

¹ Central Térmica de Escuintla, perteneciente al INDE.

1.1.3.4. Misión

"Contribuir al desarrollo del mercado eléctrico nacional y regional, a través de la producción, transporte y comercialización de electricidad, permitiendo como Empresa Nacional cumplir con su función social, incrementar la electrificación rural, suministrar un servicio eficiente y de calidad para el progreso de Guatemala."²

1.1.3.5. Objetivos institucionales

"Contribuir al desarrollo del mercado eléctrico nacional y regional, a través de la producción, transporte y comercialización de electricidad, permitiendo como Empresa Nacional cumplir con su función social, incrementar la electrificación rural, suministrar un servicio eficiente y de calidad para el progreso de Guatemala."³

1.1.3.6. Políticas

- "Garantizar la Satisfacción de nuestras Relaciones Contractuales.
- Asegurar el menor tiempo posible de respuesta en la entrega y calidad de potencia, energía, proyectos y servicios para nuestros clientes internos/externos.
- Consolidar la eficiencia de costos de la calidad en la producción de energía eléctrica y a las diferentes actividades que se generan en EGEE.
- Desarrollar y mantener la competencia de nuestro Talento Humano.
- Medir y controlar el desempeño de nuestra gestión.

² Central Térmica de Escuintla, perteneciente al INDE.

³ *Ibíd.*

- Implementar y asegurar el Plan Estratégico de INDE/EGEE. (Área Administrativa, Mantenimiento, Operativa, SSMA) para el cumplimiento de la Misión y Visión de EGEE.
- Garantizar el buen funcionamiento de la gestión operativa, administrativa y cuidado de la salud, seguridad y medio ambiente en las instalaciones de EGEE y evitar daños a terceros (Demandas)."⁴

1.1.3.7. Objetivos

- "Generar energía eléctrica y proveer servicios complementarios para mejorar la rentabilidad de la empresa.
- Consolidar la imagen institucional en nuestros clientes y en la comunidad. Es necesario que la empresa fortalezca su imagen corporativa como una organización con excelencia en la calidad del servicio eléctrico, consolidando los canales de comunicación para lograr un mayor acercamiento con el cliente y con la opinión pública.
- Mejorar la gestión, aplicación de los procesos y recursos disponibles para la empresa. Aprovechar las oportunidades y optimizar los recursos con que dispone la empresa para obtener mejores y mayores resultados.
- Fortalecer el desarrollo del personal y de la organización. Es primordial en EGEE desarrollar una nueva cultura organizacional para fortalecer las competencias y habilidades del personal, mejorando los medios de comunicación, para lograr el cumplimiento de los objetivos propuestos."⁵

1.2. Conceptos generales

A continuación se explicará los conceptos generales.

⁴ Central Térmica de Escuintla, perteneciente al INDE.

⁵ *Ibíd.*

1.2.1. Tipos de mantenimiento

A continuación se explican los tipos de mantenimiento.

1.2.1.1. Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo es aquel que se realiza en tiempos y períodos establecidos, es decir tiempos de vida media de los equipos, basado en esto, se hacen trabajos de cambio de aceite, cojinetes, filtros, entre otros. Es de señalar que en el mantenimiento preventivo los trabajos se realizan sin importar que aparentemente los equipos estén en buen estado, siempre y cuando hayan llegado al tiempo de vida útil indicado por el fabricante.

Mediante el mantenimiento preventivo se puede llegar a evitar fallas graves, que llevan a mayores costos de reparación, además de dejar fuera de funcionamiento por mucho más tiempo un equipo o sistema.

1.2.1.2. Mantenimiento predictivo

En este mantenimiento se programan actividades de revisión e inspección de los equipos en busca de fallas o desperfectos.

Para esto es necesario contar con pruebas y técnicas un poco más avanzadas para determinar con exactitud la condición del equipo, por ejemplo ultrasonido, termografía, análisis de vibraciones o pruebas más específicas como análisis fisicoquímicos, en el caso del aceite dieléctrico, los cuales ayudan a predecir el comportamiento de estos.

La ventaja de este tipo de mantenimiento es la reducción de costos, ya que con este se puede llevar un control más detallado del estado de los equipos y con esto poder programar con más exactitud el cambio de una pieza en especial maximizando el tiempo de vida de esta y reduciendo la falla antes de tiempo de la misma.

El mantenimiento preventivo es un sistema de diagnóstico, que permite detectar con anticipación el posible funcionamiento defectuoso o cambio de estado de una máquina. Sus objetivos son:

- Protección preventiva de las personas y recursos físicos vitales
- Maximización de la efectividad de las máquinas
- Reducción de costos
- Obtención de información para estadísticas

1.2.1.3. Mantenimiento correctivo

Es el mantenimiento que se le da a los equipos después de sufrir una falla, es reparar o componer cualquier desperfecto que tenga el equipo y restablecer la operación del equipo o sistema. Algunas veces es imposible predecir una falla, en especial cuando estas son provocadas por fuentes externas al sistema, como lo son descargas electro atmosféricas (rayos), por una mala aplicación del mantenimiento preventivo o por utilización de repuestos de mala calidad.

1.2.2. Equipos de una subestación de distribución

A continuación se describen los equipos utilizados en una subestación de distribución:

- Barras colectoras
- Cuchillas seccionadoras
- Puntos de conectividad
- Interruptor de potencia
- Transformador de potencia
- Reconectador
- Pararrayos
- Transformador de potencial
- Transformador de corriente

1.2.2.1. Barras colectoras

Se llaman barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos que se forman en una subestación, los circuitos que se conectan o derivan de las barras colectoras pueden ser: generadores de energía, líneas de transformación, banco de transformadores, banco de tierras, entre otros.

La diversidad de juegos de barras colectoras que se agrupan en una subestación puede tener uno o varios circuitos en distintos niveles de voltaje, dependiendo del diseño de la subestación. Una barra colectora se forma de tres elementos principales que son: los conductores eléctricos, aisladores y conectores y herrajes.

Los conductores eléctricos en la barra colectora son los encargados de llevar la energía eléctrica de la subestación de cada dispositivo. Los conductores que se utilizan en la barra colectora de una subestación pueden ser cables, tubos o soleras.

Los aisladores son elementos que contribuyen en dos funciones importantes en la barra de una subestación. Una de ellas es, que sirven como elemento aislante eléctrico, y también de soporte mecánico del conductor.

Los conectores y herrajes son los elementos que sirven para unir los diferentes tramos de conductores y para sujetar el conductor al aislador. Para el presente estudio de campo, la barra colectora en una subestación es un elemento muy importante debido a que ella transporta la energía de un dispositivo a otro dentro de la subestación.

Figura 1. **Barras colectoras**



Fuente: Subestacion Escuintla 1, Escuintla, Escuintla.

1.2.2.2. Cuchillas seccionadoras

Las cuchillas seccionadoras dentro de una subestación eléctrica son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una

instalación, para efectuar maniobras de operación o para brindar mantenimiento.

Estos dispositivos pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando este fluyendo corriente a través de ellas.

Las cuchillas están formados por una base metálica de lámina galvanizada, con un conector para puesta a tierra, dos a tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso, y en la parte superior o encima de estos elementos la cuchilla. La cuchilla está formada por la parte móvil y la parte fija, la parte fija es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

Figura 2. **Seccionadores**



Fuente: subestación Escuintla 1, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

1.2.2.3. Puntos de conectividad

Son todos aquellos elementos que sirven para unir conductores de un punto a otro, fijarlos a los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos aplicados. Los puntos de conectividad en una subestación se encuentran en las barras colectoras y las puestas a tierra, el accesorio más utilizado para esta función son los conectores.

Los conectores sirven para unir los diferentes tramos de tubos que forman una barra y las derivaciones de los equipos, estos pueden ser de diversos tipos y además pueden ser soldados, atornillados o de compresión.

Figura 3. **Puntos de conectividad**



Fuente: subestación Escuintla 1, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

1.2.2.4. Interruptor de potencia

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como en condiciones de corto circuito. Sirven para insertar o retirar cualquier circuito energizado como máquinas, líneas aéreas o cables.

El interruptor junto con el transformador es el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede obtener en un sistema eléctrico de potencia.

Figura 4. Interruptor de potencia



Fuente: subestación Escuintla 1, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

1.2.2.5. Transformador de potencia

Un transformador es una máquina electromagnética, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas, es un dispositivo en el cual dos o más circuitos eléctricos están acoplados a través de un flujo magnético común variable en el tiempo.

Los transformadores son máquinas eléctricas estáticas que tienen la misión de transmitir mediante el campo electromagnético alterno, la energía eléctrica de un sistema con determinado voltaje a otro sistema con un voltaje deseado. La bobina que recibe energía de la fuente de origen se conoce con el nombre de primario del transformador y la bobina que entrega energía se conoce como el secundario del transformador.

Un transformador de potencia se divide en tres partes principales que se conocen como parte activa, parte pasiva y accesorios.

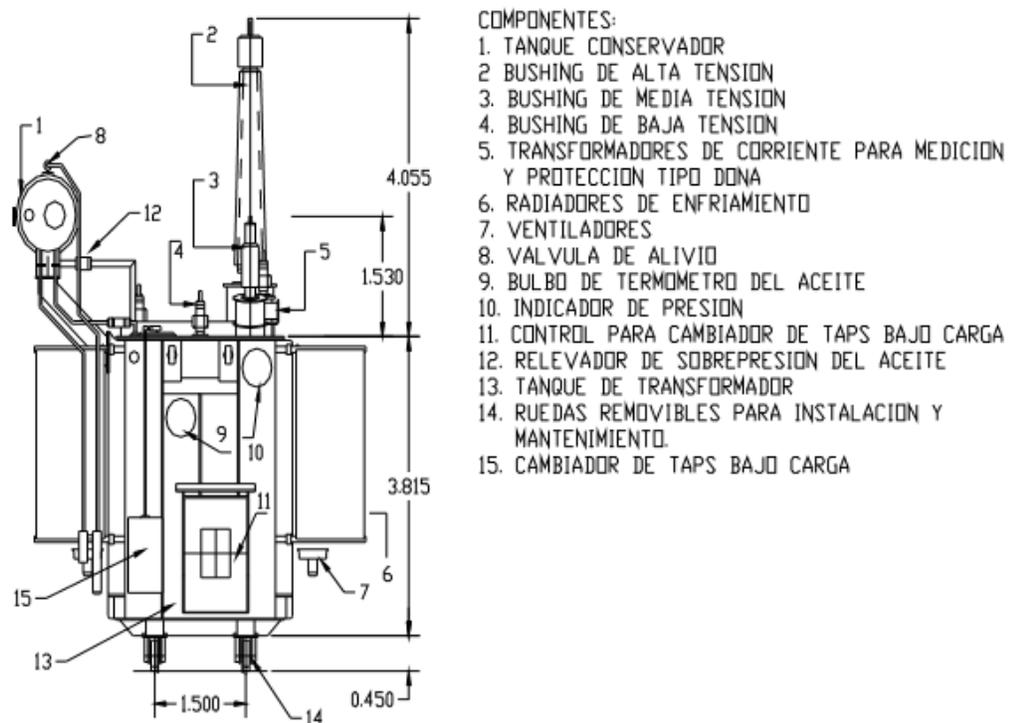
La parte activa es formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal y se agrupa a los elementos del núcleo y las bobinas. El núcleo se constituye de un circuito magnético fabricado con láminas de acero al silicio, y el espesor de estas láminas alrededor de 0,28 mm de espesor. Las bobinas constituyen el circuito eléctrico, se fabrican de alambre, solera de cobre o de aluminio, forrados de un material aislante.

La parte pasiva consiste en el tanque donde se aloja la parte activa sumergida en aceite dieléctrico. El tanque debe ser hermético soportando el vacío absoluto sin presentar deformación permanente. Además de ser hermético el tanque debe proteger eléctrica y mecánicamente el transformador,

soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y accesorios especiales.

Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento.

Figura 5. Transformador de potencia



Fuente: *Transformador de potencia.*

<http://electricosaficionados.blogspot.com/2011/09/caracteristicas-fisicas-y-constructivas.html>.

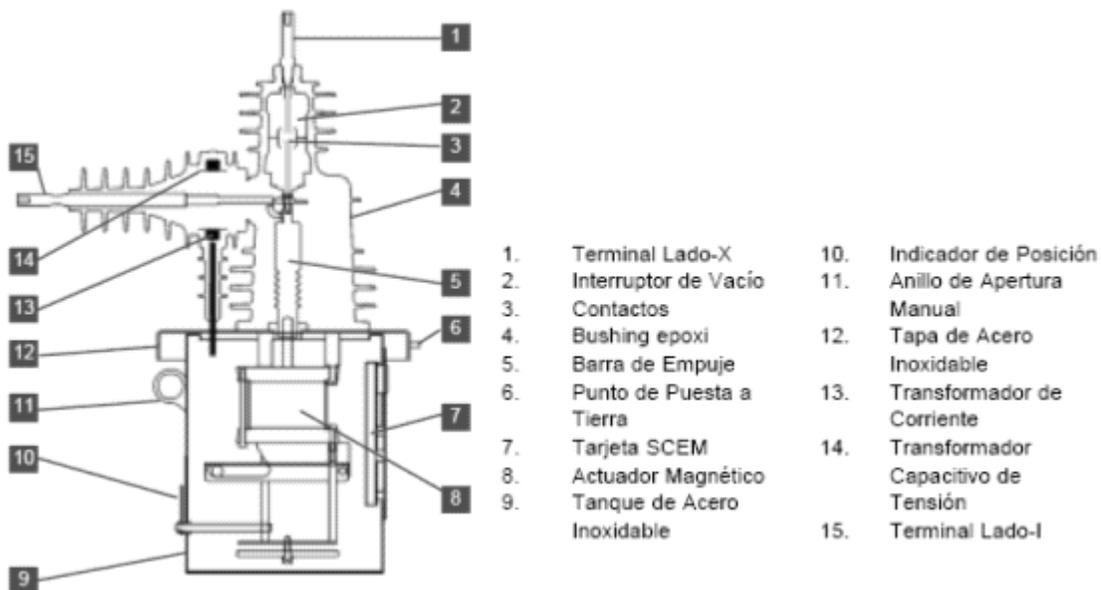
Consulta: 9 de agosto de 2014.

1.2.2.6. Reconectador

Un reconectador es un interruptor con recierre automático, que tiene como fin mejorar la continuidad de servicio de la instalación cuando se produce una falla en la red.

Este interruptor tiene la capacidad de accionar cuando es sometido a diferentes fallas de red producidas por fallas transitorias, semipermanentes, y permanentes; teniendo la capacidad de restaurar automáticamente el servicio una vez que ha cesado la falla, cuando los casos de fallas transitorias y semipermanentes. Cuando se trata de una falla permanente el servicio puede restaurarse después de una reparación en la zona dañada.

Figura 6. Partes de un reconectador



Fuente: *Partes de un reconectador*. <http://www.monografias.com/trabajos36/reconectores-electricos/reconectores-electricos2.shtml>. Consulta: 9 de agosto de 2014.

1.2.2.7. Pararrayos

Dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas y de maniobra sus funciones son:

- Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva de diseño.
- Conducir a tierra las corrientes de descarga originadas por la S. T.
- Debe desaparecer la corriente al desaparecer la S. T.
- No deben operar con S. T. temporales de baja frecuencia.
- La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los equipos que protege.

Figura 7. Pararrayos

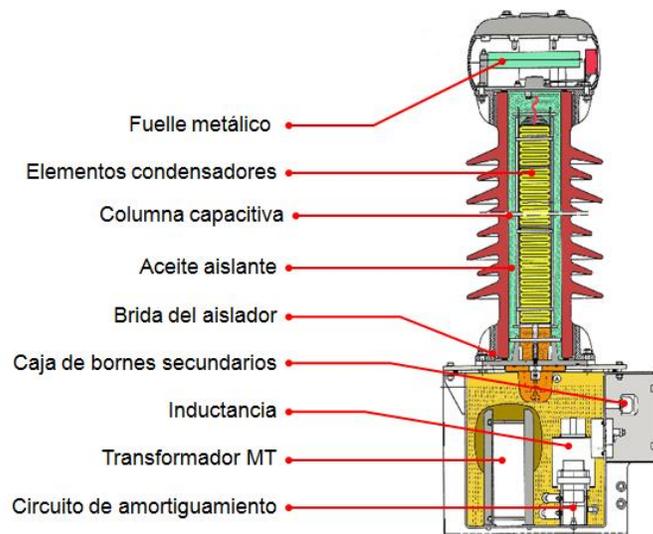


Fuente: subestación Escuintla 1, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

1.2.2.8. Transformadores de tensión

Son aparatos en que la tensión secundaria dentro de las condiciones normales de operación, es proporcional a la tensión primaria aunque ligeramente desfasada, al igual que los CT su función es transformar y aislar del lado primario los equipos de medición y protección. Los hay inductivos y capacitivos.

Figura 8. Transformador de tensión capacitivo



Fuente: *Transformador de tensión de capacitivo.*

[Http://taitsa.com.ar/esp/tmst_66_55/tmt_vcu.htm](http://taitsa.com.ar/esp/tmst_66_55/tmt_vcu.htm). Consulta: 9 de agosto de 2014.

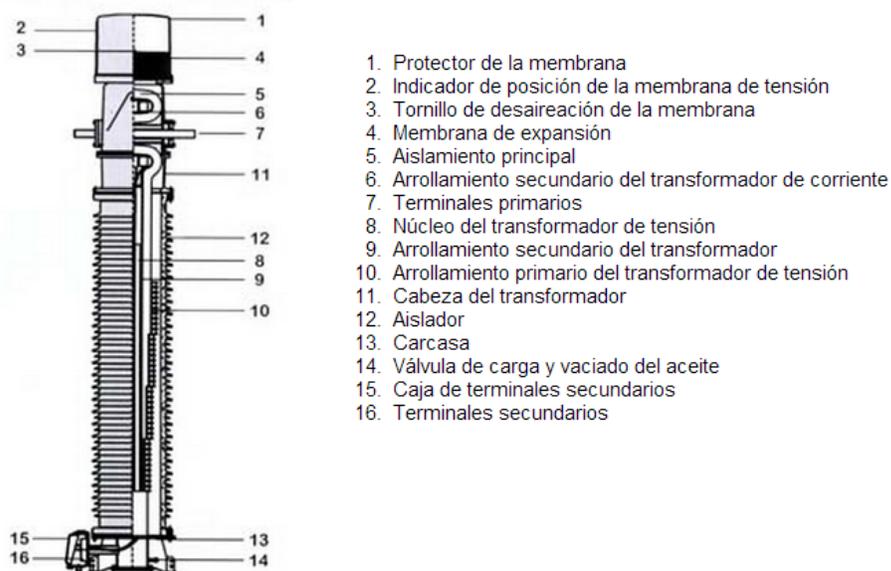
1.2.2.9. Transformadores de corriente

Transformadores de corriente: son equipos en los que en condiciones normales de operación la corriente secundaria es proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada.

Desarrolla dos funciones: a) cambiar la magnitud de la corriente y b) aislar los instrumentos de protección y medición.

Transformadores para medición: requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente, su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente del orden del 10 % de la nominal hasta un 20 % de la sobre el valor nominal.

Figura 9. Partes de un transformador de corriente



Fuente: *Parte de un transformador*. [Htt://montanux.wikispaces.com/sistemas+de+potencia](http://montanux.wikispaces.com/sistemas+de+potencia).

Consulta: 9 de agosto de 2014.

1.2.3. Tipos de protecciones de un transformador de potencia

A continuación se explicara los tipos de protecciones de un transformador de potencia.

1.2.3.1. Protección diferencial

Las protecciones diferenciales detectan fallas internas aplicando el principio de equilibrio entre las corrientes del lado primario y del secundario. Esta protección es fundamental debido al peligro de una falla interna.

1.2.3.2. Protección de sobre corriente

Se basa en la aplicación de la ley de Kirchhoff, según la cual el sumatorio de las corrientes entrantes y salientes debe ser igual a cero. En este caso el relé de protección es alimentado por los transformadores de corriente instalados en los devanados principales (ya sean estos dos, tres o incluso más). Existen varios tipos de protecciones de sobre corriente entre ellas; instantáneo y temporizado.

Dentro de las protecciones típicas de un transformador de potencia se tienen:

- Sobrecarga (49): es una función de protección contra fallas por sobrecarga en el transformador. La protección actúa de acuerdo a los niveles de temperatura detectados en el transformador.
- Buchholz (69B): esta protección actúa de acuerdo a la detección de gases generados por fallas internas leves o severas.
- Sobrepresión (69P): detecta cambios repentinos en la presión al interior del tanque o cuba del transformador. Cuando estos cambios súbitos de presión no son detectados pueden generar deformaciones en el tanque.
- Nivel de aceite (71): este relé monitorea el nivel de aceite al interior del transformador evitando el funcionamiento del mismo, por debajo de los niveles nominales los cuales pueden ser muy dañinos.

- Sobre voltaje (59): esta protección evita que el transformador permanezca sometido a sobre voltajes durante períodos relativamente altos.

Tabla I. **Tipos de protecciones para transformadores**

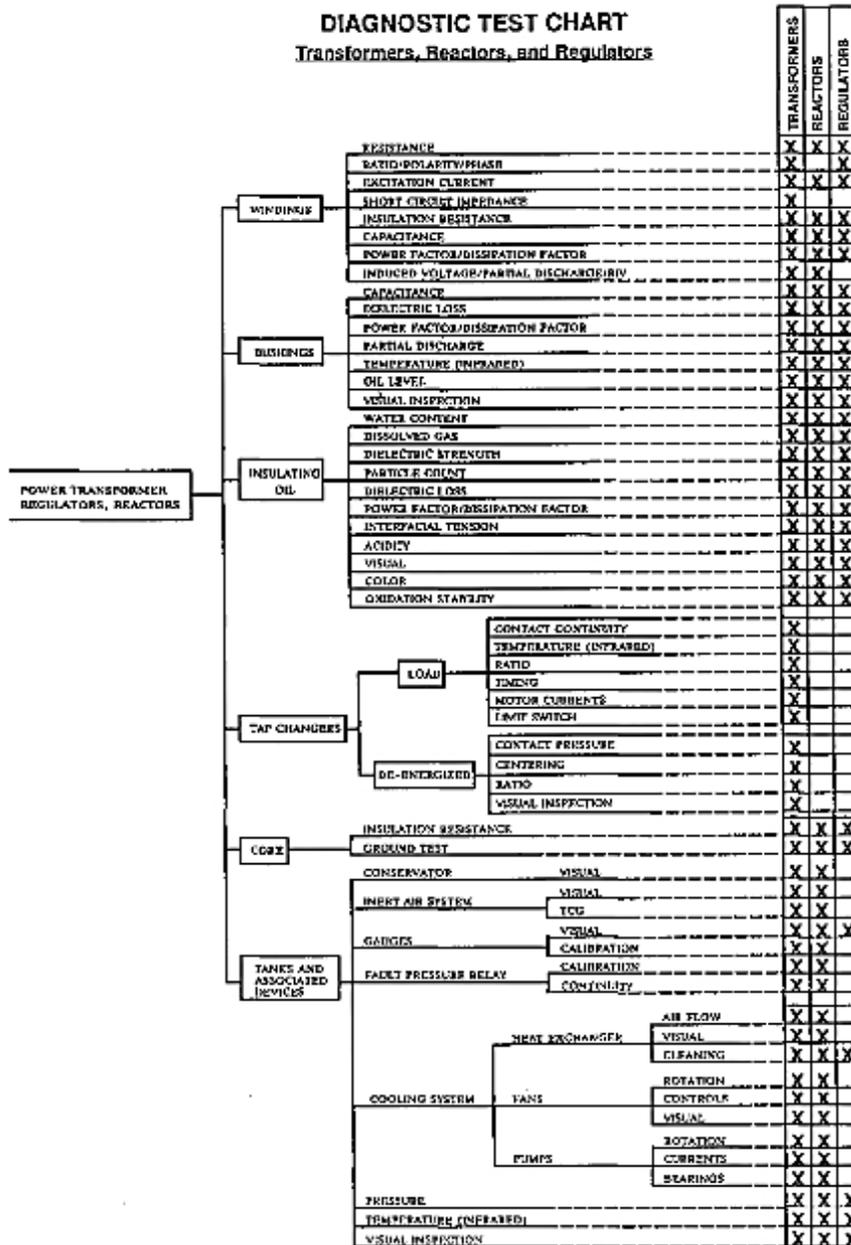
Tipo de protección	Código
Relé diferencial	87t
Relé de sobrecorriente de tiempo inverso	51
Buchholz	69B
Sobre presión	69P
Nivel de aceite	71
Sobre voltaje	59
Relé corriente residual	51N
Relé instantáneo de sobrecorriente	50

Fuente: RAMIREZ, Carlos Felipe. *Subestación de alta y extra alta tensión*. p. 471.

1.2.4. Mantenimiento predictivo para los transformadores de potencia

El Instituto de Ingenieros Eléctrico y Electrónicos por sus siglas en inglés IEEE, en la Norma Técnica IEE Std 62-1995 *Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors*. Muestran un diagrama esquematizado de pruebas para diagnosticar transformadores de potencia y reactores.

Figura 10. Diagrama pruebas de diagnóstico a transformadores reactores y reguladores eléctricos



Fuente: IEEE Std 62-1995. *Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors.* p. 5.

1.2.4.1. Bobinas o devanados

Son simplemente alambre generalmente de cobre enrollado en las piernas del núcleo. Según el número de espiras (vueltas) alrededor de una pierna inducirá un voltaje mayor.

1.2.4.1.1. Resistencia óhmica a devanados

Esta prueba tiene como objetivo verificar la resistencia óhmica de los devanados. Con su aplicación se detectan los falsos contactos y espiras en corto circuito al compararse con los datos anteriores o de placa.

Se realiza mediante el método del micro-óhmetro y mediante la utilización de un amperímetro y un voltímetro, se consideran como aceptables según la Norma IEE STD 62-1995, variaciones hasta del 5 % de los valores dados por el fabricante, la resistencia debe ser corregida al valor real de la temperatura ambiente a la cual se realiza la prueba, utilizando la siguiente ecuación:

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

Donde:

R_s es la resistencia a la temperatura deseada

R_m es la resistencia medida

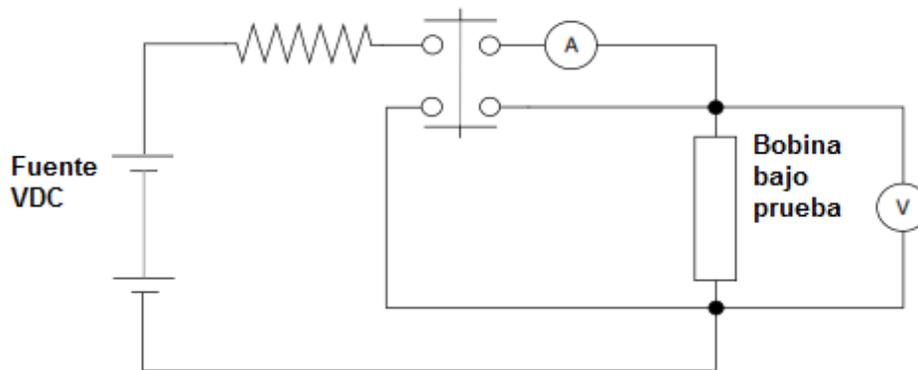
T_s es la temperatura de referencia

T_m es la temperatura a la que es medida la resistencia

T_k es 234,5 °C (para conductores de cobre)

La resistencia óhmica utilizando el método de amperímetro y voltímetro es calculada mediante la ley de Ohm.

Figura 11. **Medición de resistencia óhmica utilizando método voltímetro y amperímetro**



Fuente: IEEE Std 62-1995. *Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors.* p. 8.

1.2.4.1.2. Relación de transformación

La relación de transformación se define como la relación de vueltas o voltaje entre el primario y el secundario, o la relación de corrientes entre el secundario y el primario de un transformador eléctrico.

Esta prueba sirve para detectar devanados abiertos o en corto circuito y falsos contactos, además permite determinar la polaridad. La polaridad permite verificar en los transformadores de potencia polifásicos su diagrama vectorial.

Esta prueba se realiza aplicando una tensión alterna en el lado de alta tensión, mucho menor al voltaje nominal, esto para evitar altos voltajes que

puedan llegar a causar accidentes. Para los transformadores trifásicos con tap regulables, es necesario realizar la prueba para cada uno de los tap.

La relación de transformación debe estar dentro del 0,5 % de los valores especificados por el fabricante, identificados en la placa de datos.

1.2.4.1.3. Corriente de excitación

El objetivo de esta prueba es detectar daños y cambios en la geométrica del núcleo del transformador y de sus devanados, así también espiras en corto circuito. La prueba comprende una simple medición de la corriente de excitación, una fase a la vez en el caso de un transformador trifásico; generalmente el lado de alta tensión, dejando el devanado de baja tensión al aire, es decir sin conexión alguna.

Los resultados de la prueba generalmente se comparan con otros transformadores de similares características para determinar el estado del transformador a medir, o también en el caso de transformadores trifásicos se comparan los valores entre las fases. Los resultados pueden ser distintos según el tap en el cual se encuentre el transformador, pero se espera que los valores se mantengan similares entre las tres fases.

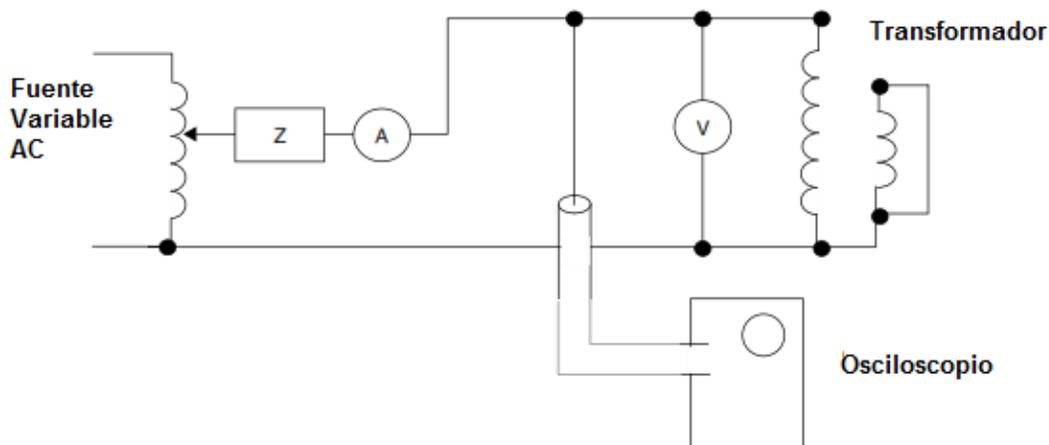
Las pruebas de corriente de excitación que se realicen posteriormente en la vida útil del transformador, se deben realizar en el mismo valor de tensión de prueba y utilizar las mismas conexiones de prueba.

1.2.4.1.4. Impedancia de corto circuito

Esta prueba se realiza inyectando un voltaje de corriente alterna a los bornes de alta tensión del transformador, mediante una fuente variable, hasta alcanzar la corriente nominal del primario, con un amperímetro. Poniendo en corto circuito el lado secundario del transformador con un conductor de baja resistencia.

Las mediciones se realizan generalmente una fase a la vez. Los cambios de más, $\pm 3\%$ se consideran significativos y pueden ser causa de daños en los devanados del transformador. Y es necesario contar con un osciloscopio para observar la forma de la onda del voltaje durante la prueba.

Figura 12. Diagrama para la medición de impedancia de corto circuito, simplificado a una fase



Fuente: IEEE Std 62-1995. *Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus*
Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. p. 5.

La impedancia de cortocircuitos para transformadores de una fase, medida en porcentaje es calculada de la siguiente forma:

$$\%z \text{ single phase} = \frac{1}{10} * \left[\frac{E_m}{I_m} * \frac{KVA_r}{(KV_r)^2} \right]$$

Donde:

%z es la impedancia de corto circuito en porcentaje

E_m es el voltaje de la prueba

I_m es la corriente nominal del transformador

KVA_r es la potencia nominal del transformador en kilovoltio amperes

KV_r es el voltaje de prueba en kilovoltios

La impedancia para transformadores trifásicos de dos devanados se calcula de la siguiente manera:

$$\%Z \text{ three phase} = \frac{1}{60} * \left[\frac{(E_{12} + E_{23} + E_{31})}{I_m} * \frac{KVA_{3r}}{KV_{1r}^2} \right]$$

Donde:

E_{12}, E_{23}, E_{31} son los voltajes de la prueba.

I_m es la corriente de la prueba.

KVA_{3r} es la potencia nominal del transformador en kilovoltio amperes.

KV_{1r} es el voltaje línea a línea al cual esta energizado el transformador.

1.2.4.1.5. Resistencia de aislamiento a devanados

El objetivo de esta prueba es verificar la ausencia de humedad en los aislamientos de los devanados y núcleo del transformador, así como comprobar la adecuada conexión entre sus devanados y tierra para un buen diseño del producto y que no existan defectos en el mismo. Las pruebas de resistencia de aislamiento también pueden revelar información importante acerca de daños ocultos a los *bushings* de conexión del transformador. La resistencia de aislamiento se define como la resistencia en megaohms que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo dado.

Esta medición se realiza mediante un instrumento llamado megaóhmetro. La prueba consiste en aplicar un voltaje dc mediante el uso de un megaóhmetro, en determinado tiempo, normalmente 30 s, 60 s, 1 minuto, 10 minutos.

Al aplicar una tensión a un sistema de aislamiento, se pueden medir tres componentes de la corriente que fluye a través del aislamiento:

- Corriente capacitiva
- Corriente de absorción eléctrica
- Corriente de fuga

La resistencia varía directamente con el espesor del aislamiento e inversamente al área del mismo; cuando repentinamente se aplica un voltaje de corriente directa a un aislamiento, la resistencia inicialmente es un valor bajo que gradualmente aumenta con el tiempo hasta estabilizarse.

A la curva obtenida cuando se grafican valores de resistencia de aislamiento en función del tiempo, se le denomina curva de absorción dieléctrica y su pendiente indica el grado relativo de secado o suciedad del aislamiento.

La pendiente de la curva de absorción dieléctrica puede expresarse mediante la relación de dos lecturas de resistencia de aislamiento, tomadas a diferentes intervalos de tiempo durante la misma prueba. A la relación de 60 segundos a 30 segundos, se le conoce como índice de absorción, y a la relación de la resistencia medida a los 10 minutos y a 1 minutos de la realización de la prueba se le conoce como índice de polarización.

El índice de polarización es utilizado para la evaluación del estado del aislamiento de devanados de generadores y transformadores.

Las ecuaciones para calcular el índice de polarización y el de absorción, son las siguientes:

$$PI = \frac{R_{10}}{R_1}$$

Donde:

PI es el índice de polarización

R₁₀ es la resistencia medida a los 10 minutos de la prueba

R₁ es la resistencia medida a 1 minuto de la prueba

$$AI = \frac{R_{60s}}{R_{30s}}$$

Donde:

AI es el índice de absorción

R60S es la resistencia medida a los 60 segundos de la prueba

R30S es la resistencia medida a los 30 segundos de la prueba

No existen valores específicos de resistencia al aislamiento aceptables para determinados equipos. Sin embargo, los valores de cada prueba sirven para referencia del historial del transformador y así establecer una tendencia.

Para transformadores grandes los valores de índice de polarización pueden estar dentro del rango de 1,01 a 1,03. En general un alto valor de índice de polarización indica que el sistema de aislamiento está en buenas condiciones. Un índice de polarización menor a 1 indica que se requiere una acción correctiva inmediata.

1.2.4.1.6. Factor de potencia

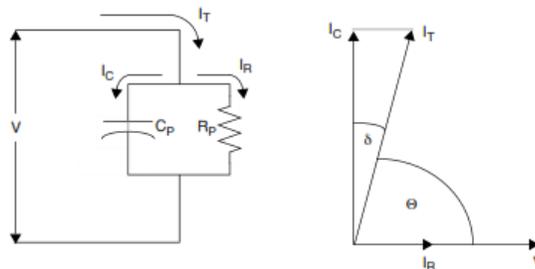
Las pérdidas dieléctricas en un sistema de aislamiento es la potencia disipada por el aislamiento cuando este es sometido a una tensión alterna. Estas pérdidas tienen una cantidad medible, independientemente de la condición. Un aislamiento en buen estado generalmente tiene una pérdida muy baja, en cambio una pérdida grande puede indicar problemas en la estructura del aislamiento.

La prueba de factor de potencia es una herramienta para juzgar y determinar con mayor criterio las condiciones de los aislamientos de los equipos eléctricos. El envejecimiento normal y la contaminación de los mismos un aumento de las pérdidas dieléctricas.

El propósito de esta prueba es detectar fallas peligrosas en el aislamiento, utilizando un método no destructivo y no invasivo.

Debido a que no existen aislamientos perfectos, unida a la corriente de carga puramente capacitiva, siempre los atravesará una corriente que está en fase con el voltaje aplicado, a esta corriente se le denomina pérdidas dieléctricas.

Figura 13. **Diagrama vectorial y circuito equivalente de las pérdidas en un aislamiento**



Fuente: IEEE Std 62-1995. *Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors*. p. 19.

De la figura 12, salen las siguientes ecuaciones, con las cuales se determina el valor del factor de potencia.

$$VI_C = VI_T = 2\pi fCV^2$$

$$\cos \theta = \frac{I_R}{I_T} = \frac{W}{2\pi fCV^2}$$

$$\tan \delta = \frac{I_R}{I_T}$$

Donde:

- V es el voltaje aplicado
- I_T es la corriente total, o corriente de salida
- I_R es la corriente resistiva
- I_C es la corriente capacitiva
- $\cos\theta$ es el factor de potencia
- $\tan\theta$ Es el factor de disipación

Valores estándar o aceptables para las pérdidas dieléctricas no se han establecido para todos los tipos de aparatos eléctricos, se han establecido valores para algunos aparatos tales como los sistemas de aislamiento de papel impregnados de aceite. Aun con esto, uno de los métodos más útiles para la evaluación de resultados de la prueba es una comparación con otros de iguales características.

En el caso de transformadores nuevos sumergidos en aceite, los factores de potencia no deben exceder de 0,5 %. No es recomendable energizar un transformador nuevo con un factor de potencia superior a 0,5 % sin realizar una inspección completa interna, consultar con el fabricante, realizar secado del núcleo u otra corrección.

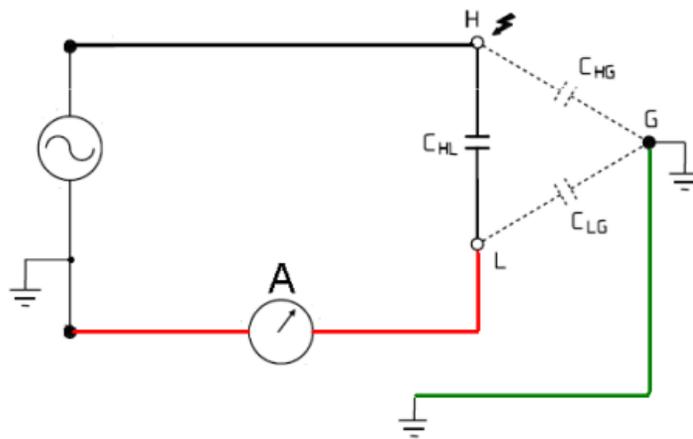
Para transformadores más antiguos un factor de potencia por debajo de 0,5 % se considera bueno, aunque valores entre 0,5 % y 1,0 % también son aceptables; sin embargo, factores de potencia por encima de 1,0 % deben ser caso de investigación.

Métodos de prueba de medición de factor potencia al transformador.

- Ungrounded Specimen Test (UST)

Esta prueba se realiza cuando ambos terminales del transformador están aislados con respecto a tierra.

Figura 14. **Conexión UST**

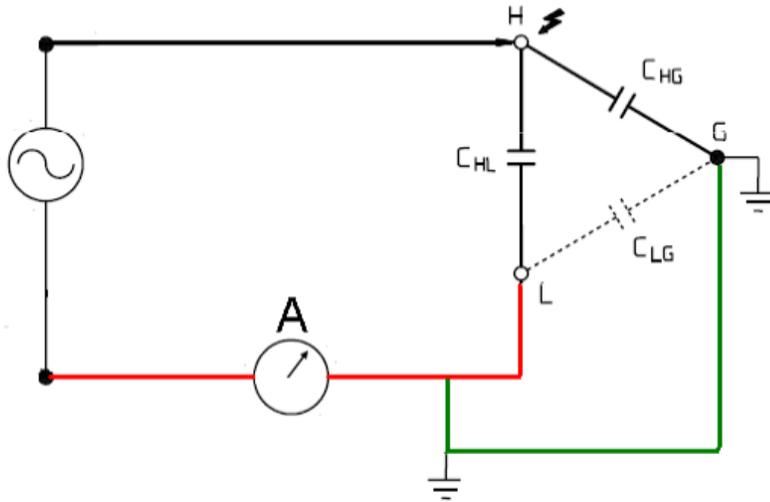


Fuente: Megger®.

- Grounded Specimen Test (GST)

Esta conexión de prueba es más utilizada e involucra todo el aislamiento entre el conductor de alta tensión y el sistema de puesta a tierra.

Figura 15. **Conexión GST**

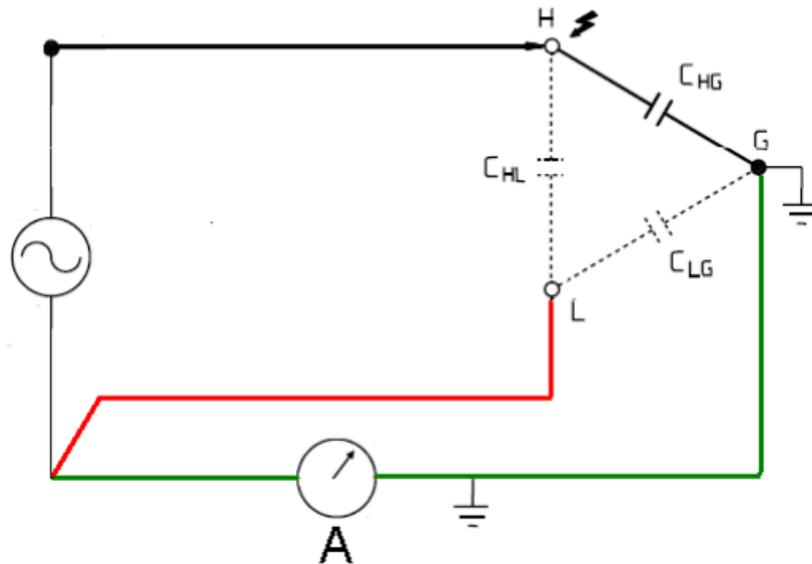


Fuete: Megger ®.

- Grounded Specimen Test with Guard Connection (GSTg)

Esta conexión de prueba se utiliza para separar los valores totales de la prueba GST en partes separadas para un mejor análisis.

Figura 16. **Conexión GSTg**



Fuente: Megger ®.

Donde:

- H es la terminal de alta tensión.
- L es la terminal de baja tensión.
- G es la puesta a tierra.
- C_{HL} es la capacitancia entre la terminal de alta tensión y la de baja tensión.
- C_H es la capacitancia entre la terminal de alta tensión y la puesta a tierra.
- C_L es la capacitancia entre las terminales de baja tensión y la puesta a tierra.

Los factores de corrección de temperatura para el factor de potencia de aislamiento dependen de los materiales aislantes y su estructura, contenido de humedad, y así sucesivamente. Los valores de factor de corrección K

enumerados en la siguiente tabla son típicos y son satisfactorios para los propósitos prácticos para el uso en la siguiente ecuación:

$$F_{P20} = \frac{F_{PT}}{K}$$

Donde:

- F_{p20} es el factor de potencia corregido a 20 °C
- F_{PT} es el factor de potencia medido la temperatura T
- T es la temperatura a la que se realiza la prueba
- K es el factor de corrección

Cuando el factor de potencia de aislamiento se mide a una temperatura relativamente alta y los valores corregidos son inusualmente alta, el transformador debe dejarse enfriar, y repetirse las pruebas a una temperatura cercana a 20 °C.

Tabla II. **Factor de corrección de factor de potencia**

Temperatura de prueba (°C)	Factor de corrección K
10	0,80
15	0,90
20	1,00
25	1,12
30	1,25
35	1,40
40	1,55
45	1,75
50	1,95
55	2,18
60	2,42
65	2,70
70	3,00

Fuente: IEEE Std 62-1995. *Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors*. p. 49.

1.2.4.1.7. Barrido de frecuencia

El análisis del barrido de la respuesta en frecuencia, es un método potente y sensible para evaluar la integridad mecánica de los núcleos, devanados y estructuras de sujeción de los transformadores de potencia al medir sus funciones de transferencia en un amplio rango de frecuencias.

Es la respuesta en frecuencia medida directamente debida a la inyección de una señal de frecuencia variable en uno de los terminales y con la medición de la respuesta en el otro terminal.

En el caso de los transformadores con taps las mediciones se realizan en el tap que más bobinas contenga.

Existen varias formas de conexión para realizar la prueba de barrido de frecuencia, y son las siguientes:

- De extremo a extremo, en el cual la señal es aplicada a un extremo de cada arrollamiento y la señal transmitida se mide en el otro extremo. Esta prueba es la más comúnmente utilizada por su sencillez y la posibilidad de examinar por separado cada bobina.
- De extremo a corto circuito, esta prueba es similar a la medición de extremo a extremo, pero con un arrollamiento en la misma fase en cortocircuito.
- Capacitiva entre bobinas, la señal se aplica a un extremo de un arrollamiento y la respuesta se mide en un extremo de otro arrollamiento ubicado en la misma fase (no conectado al primero).
- Inductivo entre bobina, la señal se aplica a una terminal en el lado de alto voltaje y la respuesta se mide en la terminal correspondiente en el lado de baja tensión, con el otro extremo en ambas bobinas a tierra.

Para la interpretación del ensayo de SFRA se debe tener en cuenta que para diferentes anchos de banda de frecuencia, las condiciones físicas del transformador se manifiestan en mayor o menor medida. Así, para bajas frecuencias, menores a 5 kHz se deben tener especial cuidado en magnetización residual del núcleo.

SFRA es un método comparativo para evaluar el estado de los transformadores de potencia. Para evaluar los resultados de las pruebas, los datos reales se comparan con los datos de referencia, ya sea por inspección visual directa de las curvas o mediante el uso de procesadores.

Existen tres métodos para la generación de datos de referencia:

- Las mediciones anteriores realizadas en la misma unidad
- Mediciones en transformadores idénticos
- Las mediciones entre fases de un mismo nivel de tensión

En el caso que no se cuenten con registros históricos de pruebas anteriores de SFRA, a un transformador de potencia, la única manera de analizar los resultados, es una comparación entre las diferentes fases de un transformador entre si. Los fallos mecánicos en los bobinados de transformadores por lo general no generan desplazamientos simétricos. Por lo tanto comparar resultados de SFRA de las diferentes fases entre si pueden ser un método adecuado para evaluar el estado mecánico.

Sin embargo, en la aplicabilidad de una comparación basada entre fases se deben tomar recaudos, ya que el grupo vectorial entre transformadores, que puede requerir asimetría en la longitud de cables de conexión entre las bobinas, u otras características de diseño pueden inducir asimetría en las repuestas. También la ubicación del arrollamiento con respecto al núcleo y la forma de este último puede arrojar asimetría entre los arrollamientos de diferentes fases.

1.2.4.2. Bushings conectores

Los *bushings* conectores son elementos esenciales de un transformador y varían ampliamente en su construcción. Estos deben ser revisados periódicamente y si se encuentra evidencia de deterioro, estos deben ser reparados o bien reemplazados dependiendo del grado de deterioro.

Aunque existen diferentes tipos de construcción, las pruebas de diagnóstico son comunes para estos.

1.2.4.2.1. Inspección visual

Esta prueba o examinación se puede realizar mientras el transformador está energizado. Con la ayuda de binoculares se puede apreciar de mejor manera defectos como grietas o rajaduras, hasta porcelanas quebradas, además de fugas y el nivel de aceite.

Para apreciar más detalles es necesario realizar un examen más cercano con el transformador des energizado y aterrizando los *bushings*. Este puede revelar rajaduras mucho más pequeñas como del grosor de un cabello, anclajes deteriorados y superficies contaminados.

1.2.4.2.2. Factor de potencia

El factor de potencia y la capacitancia de los taps C1 y C2 capacitivos deben ser medidos. Secciones de capacitores en corto circuitos pueden ser detectados por un incremento en la medición de la capacitancia. La presencia de humedad u otros contaminantes usualmente pueden ser detectados por el

incremento en el factor de potencia. La corrección del factor de potencia por temperatura debe ser realizada durante las mediciones.

La prueba de collar caliente o collar energizado es particularmente útil que se pueda utilizar para evaluar la condición de una sección específica del aislamiento del *bushing*, entre una sección de porcelana y el conductor central.

Esta es realizada energizando uno o más electrodos temporalmente (collares, usualmente hechos de caucho semiconductor), colocados alrededor del exterior de la porcelana con el conductor central aterrizado. Esta prueba es utilizada para localizar quebraduras y rajaduras en la porcelana, degradación del aislamiento dentro de la parte superior del *bushing*, bajo nivel de aceite y huecos en los compuestos.

Los límites del factor de potencia son publicados por el fabricante y muchos *bushings* tienen los valores de factor de potencia de fábrica incluidos en la placa de datos. Las mediciones realizadas en campo deben ser comparadas con las indicadas por el fabricante en la placa de datos. El factor de potencia de los *bushings* no debe exceder 1 % de los valores proporcionados por el fabricante.

1.2.4.3. Aceite aislante

El aceite dieléctrico usado es clasificado de la siguiente manera basada en evaluaciones de sus características significativas:

- Grupo I: Aceite que está en condiciones satisfactorias para su uso.
- Grupo II: Aceite que requiere solamente reacondicionamiento para uso futuro.

- Grupo III: Aceite en malas condiciones.
- Grupo IV: Aceite en peores condiciones que técnicamente no es aconsejable disponer de él.

1.2.4.3.1. Contenido de humedad

Esta prueba consiste en medir la cantidad de agua en partes por millón presentes en una muestra de aceite dieléctrico.

Siempre hay algo de humedad presente en cualquier transformador de potencia. Además, puesto que el papel en el sistema de aislamiento tiene una gran afinidad por el agua, la mayor parte de la humedad presente estará en el papel. La rigidez dieléctrica del papel es muy sensible a la presencia de humedad como es el aceite. Por lo tanto, es importante que el contenido de humedad sea conocido y su concentración controlada. Una estimación del contenido de humedad del papel se determina midiendo el contenido de humedad del aceite.

Tabla III. **Interpretación del porcentaje de saturación de agua en el aceite dieléctrico**

% de saturación de agua del aceite	Condición del aceite
0-5	Aislamiento seco
6-20	Humedad moderada
21-30	Húmedo
>30	Extremadamente húmedo

Fuente: IEEE Std 62-1995. *Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors*. p. 38.

1.2.4.3.2. Gases disueltos

Esta prueba se realiza para determinar la composición de los gases disueltos en el aceite dieléctrico.

Esta prueba determina la cantidad específica de gases generados por el aceite en servicio del transformador. Ciertas combinaciones y cantidades de los gases generados, son frecuentemente el primer indicador de un posible mal funcionamiento que eventualmente llevará a una falla si no se corrige.

Arqueo, descargas de baja energía, sobrecargas severas, y sobre calentamiento en el sistema de aislamiento, son algunos de las formas que pueden resultar descomposiciones químicas del material aislante y la formación de distintos tipos de gases combustibles y no combustibles disueltos en el aceite. La operación normal también puede dar lugar a la formación de algunos gases, pero no en la misma medida o cantidad como cuando existe un fallo de funcionamiento.

1.2.4.3.1. Rigidez dieléctrica

Es la capacidad de un material aislante de soportar tensión eléctrica sin convertirse en un conductor, está regida por la Norma ASTM D877.

Tabla IV. Nivel de voltaje de rigidez dieléctrica

Mínimo voltaje de rigidez dieléctrica (KV)	Nivel de voltaje del equipo (KV)
26	≤69
26	>69-288
26	≥345

Fuente: IEEE Std 62-1995. *Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors.* p. 32.

1.2.4.3.2. Conteo de partículas

Esta prueba es utilizada para determinar el número, y tamaño y hasta cierto punto la composición de las partículas presentes en el aceite en servicio.

Este examen se puede utilizar para indicar la contaminación de partículas en el aceite. La cantidad de las partículas en un aceite puede ser correlacionada con factores tales como la tensión de ruptura dieléctrica y puede afectar el factor de potencia del aceite. El tipo de partículas y la cantidad presente también influirán estas características.

La presencia de partículas metálicas en excesivas cantidades se ha utilizado como un indicador de desgaste de los cojinetes, cuando el equipo utiliza bombas de refrigeración.

Tabla V. **Condición del aceite en relación a la cantidad de partículas en el aceite**

Numero relativo de partículas por 10 mL de aceite	Condición del aceite
<1500	Normal
1500-5000	Marginal
>5000	Contaminado

Fuente: IEEE Std 62-1995. *Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors.* p. 34.

1.2.4.3.3. Factor de potencia

Esta prueba tiene como objetivo evaluar la condición del aceite desde el punto de vista dieléctrico. El factor de potencia es la medición del coseno del ángulo de pérdidas mide las pérdidas dieléctricas a través del aceite, lo cual ayuda a evaluar su estado de acuerdo a su contaminación o deterioro. El factor de potencia es mejor entre menor sea su valor.

Un valor bajo de factor de potencia indican bajas perdidas dieléctricas, el factor de potencia se expresa en porcentaje, estas pruebas típicamente se realizan a 25 y a 100 °C.

Tabla VI. **Valores máximos de factor de potencia para diferentes categorías de aceite nuevo y usado**

Tipo de aceite	Nivel de voltaje (KV)	% Factor de potencia a 25 ° C	% Factor de potencia a 100 °C
Aceite nuevo		0,05	0,30
Aceite nuevo recibido en un equipo nuevo	<69	0,15	1,50
	69-230	0,10	1,00
Aceite nuevo después de llenar y antes de energizar		0,10	
Aceite usado	<69	0,5	
	69-288	0,5	
	≥345	0,5	
Aceite para ser reacondicionado - Grupo II	<69	0,5	
	69-288	0,5	
	≥345	0,3	
Aceite para ser reacondicionado - Grupo III	<69	1,0	
	69-288	0,7	
	≥345	0,3	

Fuente: IEEE Std 62-1995. *Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors.* p. 35.

1.2.4.3.4. Tensión interfasial

Es una medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas de agua y del aceite aislante. Se expresa en dinas/centímetros. Es un medio para detectar contaminantes solubles y productos de oxidación del aceite. Un valor de alrededor de 20 dinas/cm puede indicar que existen lados en el transformador. La determinación de la tensión interfasial se efectúa por dos métodos, principalmente el de la gota de agua y el del anillo.

Este ensayo proporciona un medio de detección de contaminantes y productos de deterioro en el aceite. Existe una relación única entre la tensión interfasial y el número de neutralización, en la que el número de neutralización en el aceite incrementa cuando la tensión interfasial decrece a medida que se oxida el aceite. Los valores de tensión interfasial son los recomendados según la Norma ASTM D971.

Tabla VII. **Límites sugeridos de tensión interfasial para aceite en servicio**

Tipo de aceite	Nivel de voltaje (KV)	Tensión interfasial (dynas/cm, mínimo)
Aceite nuevo		40
Aceite nuevo recibido en un equipo nuevo		35
Aceite nuevo después de llenar y antes de energizar		35
Aceite usado	≤ 69	24
	69 - 288	26
	> 345	30
Aceite para ser reacondicionado - Grupo II		24
Aceite para ser reacondicionado - Grupo III		16

Fuente: IEEE Std 62-1995. *Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors*. p. 35.

1.2.4.3.5. Acidez o número de neutralización

Es la prueba química más importante y conocida, llamada también índice de acidez o simplemente acidez, consiste en determinar la cantidad de material alcalino necesario para neutralizar los ácidos del aceite dieléctrico. La medida de la acidez indica el nivel de deterioro por oxidación en un aceite.

Esta prueba es utilizada para indicar el cambio relativo en un aceite durante el uso bajo condiciones oxidantes, la acidez se mide por el número de neutralización, que se expresa por la cantidad de miligramos de hidróxido para neutralizar la acidez en un gramo de aceite.

Los niveles no son indicativos de problemas en el equipo, pero si de una amenaza potencial de los componentes internos del mismo. Existen valores empíricos con respecto a los límites permitidos para la operación de un equipo, estos según la Norma ASTM D 974-92.

Los valores recomendados para el número de neutralización para diferentes categorías de aceite se encuentran en la siguiente tabla.

Tabla VIII. **Valores recomendados para el número de neutralización**

Tipo de aceite	Nivel de voltaje (KV)	NN (mg KOH/g, máximo)
Aceite nuevo	-	0,03
Aceite usado - Grupo I	<69	0,2
	69 - 288	0,2
	>345	0,1
Aceite usado - Grupo II	-	0,2
Aceite usado - Grupo III	-	-

Fuente: IEEE Std 62-1995. *Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors.* p. 30.

1.2.4.3.6. Color

Es una medida de luz transmitida. Se halla por comparación con patrones de color de ASTM, en un conjunto con los demás análisis indica cómo se desarrolla la oxidación del aceite, está regida por la Norma ASTM D1500.

Tabla IX. **Condición relativa del aceite basada en el color**

Número comparador de color	Color ASTM	Condición del aceite
0,0 – 0,5	Claro	Aceite nuevo
0,5 – 1,0	Amarillo pálido	Aceite bueno
1,0 – 2,5	Amarillo pálido	Aceite usado
2,5 – 4,0	Amarillo brillante	Aceite marginal
4,0 – 5,5	Ámbar	Aceite en mala condición
5,5 – 7,0	Café	Severa mala condición
7,0 8,5	Café oscuro	Extremadamente malo

Fuente: IEEE Std 62-1995. *Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors*. p. 31.

1.2.4.3.7. Densidad relativa

Es la relación de la masa de un volumen dado de una sustancia, la densidad varía con la temperatura del modo que se debe corregir cuando se mida a una temperatura que no sea la de referencia. Esta prueba determina la relación de la densidad del aceite dieléctrico del transformador entre la densidad de un mismo volumen de agua a la misma temperatura que es de 15,6 °C.

El uso de esta prueba es para identificación de la muestra así como para la corrección de la tensión interracial.

Esta prueba está determinada según las especificaciones de la Norma ASTM D1298-85.

1.2.4.4. Análisis cromatográficos de gases disueltos del aceite dieléctrico

La cromatografía de gases es una técnica aplicada para la detección de fallas en los transformadores por análisis de gases disueltos en aceite.

En caso de falla se puede deducir su tipo y severidad, de acuerdo a la composición de los gases y de la velocidad a la que se están formando. Los gases disueltos se dividirán entre las fases líquida y gaseosa por difusión; la difusión y el alcance de la saturación toman tiempo durante el cual puede ocurrir algún daño serio no detectado.

Los principales materiales que constituyen el sistema de aislamiento de transformadores, son esencialmente, aceite, papel y cartón; la función de estos materiales a es aislar los componentes del equipo que llevan corriente, del núcleo el tanque y las estructuras de soporte, así como servir de refrigerante en el caso del aceite. Cuando estos componentes de aislamiento en pequeñas cantidades, reaccionan químicamente como consecuencia del calentamiento y otras condiciones dentro del transformador como es la presencia de agua, oxígeno, entre otros, originan otros productos algunos de los cuales son gases y debido a su menor densidad que el aceite tienden a desplazarse al nivel superior del mismo.

Debido a que la mayoría de elementos del sistema de aislamiento son compuestos por átomos de carbono e hidrógeno, la mayoría de los gases generados estarán constituidos solo por tres elementos químicos que son: carbono, oxígeno e hidrógeno.

Con el objetivo de determinar la calidad de un aceite es necesario efectuar análisis al mismo, así como entender que se está midiendo y que criterio seguir con los resultados obtenidos. La finalidad de un aceite aislante usado en el equipo eléctrico, ya sea transformadores o interruptores, es la de proveer un aislamiento eléctrico adecuado y un medio refrigerante, o sea, disipar el calor generado en el equipo. Como aislante eléctrico tiene la finalidad de evitar la fuga de electrones desde los conductores ya que se caracteriza por la escasez de electrones libres en su estructura química.

A partir de los resultados obtenidos con dicha prueba se puede determinar el tipo de falla y la gravedad de la misma, así como las condiciones de operación del transformador.

2. FASE TÉCNICO PROFESIONAL

2.1. Análisis del estado de los equipos

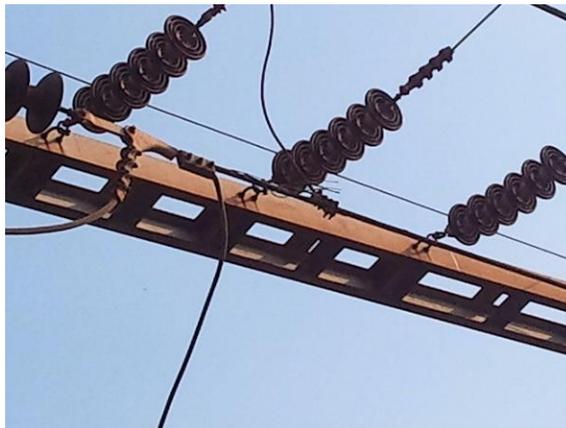
A continuación se explica el análisis del estado de los equipos.

2.1.1. Sistema de alta tensión de 69 KV

- Conductores eléctricos

Los conductores eléctricos se encontraron con averías, en tres puntos del tendido eléctrico. Es necesario cambiar los conductores por otros de igual capacidad que se encuentren en buen estado, es decir que no tengan hilos sueltos ni quebrados.

Figura 17. Conductores dañados en el sistema de alta tensión



Fuente: Central Térmica Escuintla, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

- Aisladores eléctricos

Los aisladores eléctricos de los conductores de 69 KV, se encuentran en buen estado, no están rajados ni astillados. Pero es necesario limpiar la superficie para eliminar contaminantes que pueda provocar una descarga parcial.

- Puntos de conexión

Los puntos de conexión se encontraron en buenas condiciones; apretados y sin formación o acumulación de sarro en sus uniones.

2.1.2. Transformador de potencia 69/13,8 KV

A continuación se realiza un examen visual y se describe el estado de cada parte o componente del transformador de potencia.

Figura 18. **Estado del transformador de potencia antes del mantenimiento**



Fuente: Central Térmica Escuintla, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

2.1.2.1. Cuba del transformador

La cuba del transformador se encuentra sin daño estructural, como golpes o rajaduras. Pero se encuentran pequeñas fugas de aceite dieléctrico en los empaques, por lo que es necesario cambiar toda la empaquetadura del transformador.

2.1.2.2. Sistema de enfriamiento

Los radiadores para enfriamiento del aceite dieléctrico presentan fugas en sus tuberías y por lo tanto es necesario eliminar dichas fugas para evitar la pérdida de aceite dieléctrico. Además, los ventiladores de enfriamiento se encuentran sin daño estructural y funcionan correctamente al aplicarles tensión. Pero es necesario realizar mediciones de resistencia al aislamiento.

Figura 19. Radiador del transformador de potencia dañado



Fuente: Central Térmica Escuintla, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

2.1.2.3. *Bushings* de alta y baja tensión

Los *bushings* de alta tensión de las fases A y B, se encuentran en buen estado, sin rajaduras o golpes visibles, el *bushings* de la fase C, se encuentra con una rajadura en unos de sus aisladores de porcelana, por lo cual es necesario cambiar dicho *bushings*. Además, se recomienda realizar las pruebas correspondientes para determinar las condiciones exactas de los *bushings* A y B.

Los *bushings* de baja tensión se encuentran en buenas condiciones, pero es necesario realizar las pruebas correspondientes para determinar las condiciones exactas de los *bushings*.

Figura 20. ***Bushings* del transformador en mantenimiento**



Fuente: Central Térmica Escuintla, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

2.1.2.4. Aceite dieléctrico

Debido a las fugas en el radiador del transformador y la empaquetadura de la cuba, es necesario asegurar las condiciones exactas del aceite dieléctrico; por lo tanto se recomienda realizar pruebas fisicoquímicas a este y filtrado del mismo, además del cambio de silica gel.

2.1.2.5. Bobinas del primario y secundario

Para determinar correctamente el estado de las bobinas de ambos devanados y es necesario realizar pruebas eléctricas a los mismos y realizar una cromatografía de gases, y además determinar las condiciones del aislamiento sólido de las bobinas.

Figura 21. Transformadores de corriente del transformador en mantenimiento



Fuente: Central Térmica Escuintla, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

Figura 22. **Cambiador de taps del transformador**



Fuente: Central Térmica Escuintla, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

2.1.2.6. Tanque de expansión

El tanque de expansión se encuentra sin daños, pero el visor de nivel de aceite está rajado, es necesario cambiar el visor y además darle mantenimiento preventivo al relé buchholz.

Se recomienda aplicarle una capa de pintura anticorrosiva a todas las partes metálicas del transformador, cuba, tanque de expansión, radiadores. Esto para aumentar el tiempo de vida del mismo y evitar la corrosión.

Figura 23. **Tanque de expansión del transformador en mantenimiento**



Fuente: Central Térmica Escuintla, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

2.1.3. Sistema de distribución de media tensión 13,8 KV

- Conductores eléctricos

Los conductores eléctricos se encuentran en buen estado, no están rotos ni deshilados.

- Postes

Los postes para el tendido de la línea de distribución principal para la planta se encuentran en buen estado, pero cuatro postes que se encuentran en los ramales se encuentran dañados; quebrados, agrietados o podridos. Es recomendable que se cambien por otros que se encuentren en buen estado.

- Cruceros

Los cruceros de la línea de distribución principal, se encuentran en buen estado, no están rajados, ni podridos. Pero cuatro de los cruceros ubicados en

los ramales auxiliares se encuentran podridos y rajados; por lo tanto se recomienda cambiarlos por unos en buen estado.

- Aisladores

Los aisladores de las líneas de distribución, están todos en buen estado, no están rajados ni quebrados. Pero se recomienda limpiar las superficies para eliminar contaminantes que puedan provocar una descarga parcial.

- Seccionadores

Los seccionadores o cuchillas que están en toda la línea de distribución, se encuentran en buen estado, pero es recomendable cambiar las cañas o fusibles de los ramales que estarán en funcionamiento.

Actualmente todos los transformadores de distribución que se encuentran instalados están dañados; presentan agujeros provocados por corrosión del metal y daños en las cubas y sus tapaderas. Por lo cual no se recomienda

2.1.4. Subestación de conexión para el transformador de potencia

Actualmente no se cuenta con ningún equipo para la conexión del transformador de potencia al campo de la subestación Escuintla 1, y es necesario instalar los siguientes equipos; los cuales deben de cumplir con las características técnicas necesarias:

- Seccionadores alta tensión
- Interruptor de potencia

- Pararrayos
- Transformador de corriente
- Transformador de potencial
- Seccionadores de línea
- Seccionador de puesta a tierra

2.1.5. Sistema de distribución a baja tensión 220/440 V

Previo al diseño de un banco de transformadores es necesario calcular la carga instalada y el voltaje de trabajo de la misma, así que se necesita realizar un estudio de carga para así determinar la conexión más adecuada de los transformadores.

2.2. Mantenimiento mayor al transformador de potencia

El siguiente mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo al transformador de potencia marca OASA Savoisiennne, cuyas características están incluidas en la figura 23. Fue realizado por una empresa contratada por el INDE, EGEE, y por motivos legales no se revelará el nombre, para referencias futuras dentro de este informe se le nombrará como “Empresa de Estudio”.

Figura 24. Placa de datos del transformador de potencia

Transformador Trifásico									
Potencia nominal: 5,000 KVA en regímen n:Enfriamiento: ONAN					Grupo: Dyn11 Tipo: 5000/69				
Potencia nominal: 5,250 KVA en regímen sEnfriamiento: ONAF					Frecuencia: 60 Numero de serie: 14,515				
Instalación: Intemperie					Año de fabricación: 1,974				
Primario						Secundario			
Conexión	Tension nominal	Conmutador Posicion	Conecta	Intensidad Nominal Amperios		Conexión	Tension nominal	Intensidad Nominal Amper	
				5 MVA	6.25 MVA			5 MVA	6.25 MVA
	77,450	1	3 - 4	39.8	49.7		13,800	209	261
	70,725	2	3 - 4	40.8	51				
	69,000	3	4 - 2	41.8	52.3				
	62,275	4	2 - 5	42.7	53.4				
	65,550	5	1 - 6	44.1	55.1				
Tensiones	Nominal de aislamiento KV		De prueba			Impedancia en % : 6.93			
	Línea	Neutro	Línea	Neutro	Impulso KV				
Primario	69	-	140	-	375				
Secundario	13.8	13.8	38	38	95				

Fuente: elaboración propia.

2.2.1. Mantenimiento a cuba y equipos del transformador

Se realizó el cambio de silica gel, además del indicador de temperatura del aceite dieléctrico, todos estos fueron reemplazados por equipos nuevos.

Se realizó empaques en *bushing* de alta y baja tensión, relé buchholz, flanges, válvulas de sobrepresión, indicadores de nivel de aceite, tanque de expansión, empaques de las válvulas de llenado y drenaje.

Figura 25. **Indicador de temperatura del aceite dieléctrico**



Fuente: Central Térmica Escuintla, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

Figura 26. **Silica gel del transformador de potencia**



Fuente: Central Térmica Escuintla, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

Se realizó mantenimiento preventivo al relé Buchholz.

Figura 27. **Relé Buchholz**



Fuente: Central Térmica Escuintla, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

Previo a realizar las pruebas eléctricas correspondientes al transformador de potencia; devanados, *bushings* y aceite dieléctrico, se realizó apriete y engrase de puntos de conexión; racores, conectores y barras. Así también, limpieza de tierras físicas y placas de tierras del transformador.

Figura 28. **Aplicación de torque a conexiones eléctricas del transformador**



Fuente: Central Térmica Escuintla, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

- **Cuba del transformador**

Se realizó la preparación de toda la superficie externa metálica del transformador, y se aplicó pintura anticorrosiva como fondo, esta tendrá como función proteger la superficie metálica de la corrosión; la cuba misma, herrajes y tornillería en general, sobre esta se aplicó pintura esmalte para el acabado final.

Además, se cambiaron la empaquetadura general del transformador, que fueron fabricadas de material neopreno NBR, material que es de alta calidad, cuyas características técnicas lo hacen ser un empaque con resistencia a alta temperatura, resistencia a rayos ultravioleta, y resistencia al contacto con líquidos combustibles como aceite dieléctrico, *thinner* y otros derivados del petróleo.

Se realizó empaques de *bushings* de alta y baja tensión, relé buchholz, flanges, válvulas de sobrepresión, indicadores de nivel de aceite, tanque de expansión, válvulas de llenado y drenado.

Figura 29. **Cuba del transformador de potencia**



Fuente: Central Térmica Escuintla, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

- Sistema de enfriamiento

A los radiadores de calor se les reparó con soldadura las grietas y rajaduras que presentaban en las tuberías, después de eso se aplicó el mismo proceso de pintado de la cuba del transformador.

Así también, se realizó una limpieza interna de la tubería y del tanque de expansión.

- *Bushings* aisladores

Se desmontaron los *bushings* de alta y baja tensión, para realizar una revisión más detallada, encontrando el *bushing* de alta tensión correspondiente a la fase C dañado, el cual fue cambiado por otro de iguales características.

Se realizaron pruebas eléctricas a los *bushing* de baja y alta tensión, los resultados de dichas pruebas se encuentran detallados más adelante.

Figura 30. **Resultado del mantenimiento exterior y a los equipos del transformador de potencia**



Fuente: Central Térmica Escuintla, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

2.2.2. Mantenimiento predictivo

Es la serie de acciones que se toman y las técnicas que se aplican con el objetivo de detectar fallas y defectos de maquinaria en las etapas incipientes para evitar que las fallas se manifiesten en una falla más grande durante la operación, evitando que ocasionen paros de emergencia y tiempos muertos, causando impacto financiero negativo.

2.2.2.1. Pruebas al aceite dieléctrico

Las siguientes pruebas se realizan en las siguientes condiciones:

- Humedad: 57 %
- Temperatura ambiente: 30 °C
- Condiciones climatológicas: despejado
- Ubicación de la unidad: exterior

Se procedió a realizar una prueba de PCB al aceite del transformador para asegurar su contenido por seguridad del personal y de la máquina de Termovacío, en el cual el resultado fue negativo.

El llenado del transformador con aceite dieléctrico nuevo, se realizó mediante una máquina de Termovacío, mediante la utilización de un tanque auxiliar, en donde la máquina procesa el aceite hasta obtener valores óptimos según normas internacionales, y se procedió a realizar el llenado mediante un proceso de alto vacío. Después de la nivelación se realizó la homogenización del aceite dieléctrico utilizando la misma cuba del transformador, se realizó haciendo pasar en varias ocasiones el volumen total del aceite por la máquina de termovacío a una temperatura de 60 °C.

Después se reposó el aceite por 8 horas, luego se procedió a tomar las muestras de aceite para realizar pruebas eléctricas y pruebas físico químicas.

Se realizó la prueba de rigidez dieléctrica al aceite del transformador, utilizando un equipo marca Hipotroniks, modelo 0C60D-A; los resultados fueron los siguientes.

Tabla X. **Resultados prueba de rigidez dieléctrica al aceite dieléctrico**

Núm. de prueba	Resultado (KV)	Promedio (KV)
1	54,5	54,33
2	55,8	
3	50	
4	55,1	
5	55,6	
6	55,1	

Fuente: empresa de estudio.

2.2.2.1.1. Pruebas fisicoquímicas

A continuación se muestran los resultados de las pruebas fisicoquímicas realizadas al aceite dieléctrico; así también las normas utilizadas para la evaluación de los resultados.

Tabla XI. **Pruebas eléctricas y fisicoquímicas al aceite dieléctrico**

Nombre de la prueba	Norma utilizada	Dimensionales	Bueno	Aceptable	Inaceptable
Numero de neutralización	ASTM D974	mg KOH/G	≤0,05	>0,05, ≤0,10	>0,10
Tensión interfásial	ASTM D971	mN/m	≥32	<32, ≥28	<28
Rigidez dieléctrica	ASTM D877	KV	≥30	<30, ≥25	<25
Color	ASTM D1500		≤3,5		>3,5
Gravedad específica	ASTM D1298		>0,84, ≤0,91	<0,84	>0,91
Contenido de inhibidor de oxidación	ASTM D2668		≥0,2 %	≥0,1 %. <0,2 %	<0,1 %
Factor de potencia	ASTM D924	A 25 °C	<0,1 %	≥0,1 %, ≤0,3 %	>0,3 %
		A100 °C	<3,0 %	≥3,0 %, ≤4,0 %	>4,0 %
Contenido de humedad	ASTM D1533	≤ 69 KV	≤15 %	>15 %<20 %	≥20 %
		>69 KV < 239KV	≤8 %	>8 %<12 %	≥12 %
		≥230 KV	≤5 %	>5%<7 %	≥7 %

Fuente: empresa de estudio.

Tabla XII. **Resultados de las pruebas eléctricas y fisicoquímicas al aceite dieléctrico**

Nombre de la prueba	Valor	Estado
Número de neutralización	0,01	Bueno
Tensión interfásial	45,2	Bueno
Rigidez dieléctrica	41	Bueno
Color	0,5	Bueno
Gravedad específica	0,875	Bueno
Contenido de inhibidor de oxidación	0,248 %	Bueno
Factor de potencia a 25 °C	0,001	Bueno
Factor de potencia a 100 °C	0,26	Bueno
Contenido de humedad	14,7	Bueno

Fuente: empresa de estudio.

2.2.2.1.2. Análisis cromatógrafo

A continuación, se detalla en la tabla XIII el análisis cromatográfico.

Tabla XIII. **Resultados del análisis de gases combustibles disueltos en el aceite dieléctrico**

Gas	PPM
Hidrógeno	2267
Oxígeno	5130
Nitrógeno	0
Metano	6
Dióxido	55
Etano	0
Etileno	0
Acetileno	0

Fuente: empresa de estudio.

En la muestra se encontraron pequeñas cantidades de gases combustibles, por lo que indica una operación normal del transformador.

Tabla XIV. **Resultados del análisis de furanos**

Compuesto	PPB
5H2F	0
2FOL	0
2FAL	1
2ACF	0
5M2F	0

Fuente: empresa de estudio.

Los resultados indican que el aislamiento solido está en buenas condiciones.

Tabla XV. **Resultados del análisis de metales disueltos en el aceite dieléctrico**

Metal	PPM
Aluminio	0
Hierro	0
Cobre	0

Fuente: empresa de estudio.

No se encontraron metales disueltos en la muestra tomada de aceite.

Tabla XVI. **Resultados prueba de factor de potencia al aceite dieléctrico**

Frecuencia (Hz)	V salida (KV)	I salida (mA)	Pérdida (mW)	FP med (%)	FP corr (%)	Cap. Med. (pF)
60	10	0,5	0,54	0,0109	0,0109	133,1

Fuente: empresa de estudio.

El factor de potencia es menor a 0,5 % por lo tanto se considera aceptable.

2.2.2.2. Pruebas eléctricas a los devanados

A continuación se muestran los resultados de las pruebas eléctricas realizadas al transformador de potencia trifásico marca OASA.

Tabla XVII. **Resultados de la prueba de factor de potencia y capacitancia, inyección en la terminal de alta tensión**

Núm.	Medición	Modo de prueba	Frecuencia	V salida	I salida (mA)	Pérdida (mW)	FP medio	Capacitancia
1	CH + CHL	GST	60,0 Hz	10 KV	22,62	663,68	0,2934 %	5 997,2 pF
2a	CH	GSTg	60,0 Hz	10 KV	9,05	185,99	0,2055 %	2 393,3 pF
3a	CHL	UST	60,0 Hz	10 KV	13,57	477,13	0,3516 %	3 598,9 pF

Fuente: empresa de estudio.

Los valores de pérdidas, factor de potencia y capacitancia están dentro de los límites aceptables.

Tabla XVIII. **Resultados de la prueba de factor de potencia y capacitancia, inyección en la terminal de baja tensión**

Núm.	Medición	Modo de prueba	Frecuencia	V salida	I salida (mA)	Pérdida (mW)	FP medio	Capacitancia
4	CH+CHL	GST	60,0 Hz	7 KV	17,96	481,65	0,3831 %	6 804,6
5a	CH	GSTg	60,0 Hz	7KV	8,47	248,25	0,4187 %	3 205,8
6a	CHL	UST	60,0 Hz	7KV	9,5	233,83	0,3516 %	3 598,9

Fuente: empresa de estudio.

Los valores de pérdidas, factor de potencia y capacitancia están dentro de los límites aceptables de variación.

Tabla XIX. **Resultados de la prueba de barrido de frecuencia, método GSTg, medición de C_H**

Frecuencia (Hz)		V salida (KV)	I salida (mA)	Pérdida (mW)	FP med (%)	FP corr (%)	Cap. Med (pF)
15	2,00	2,00	0,68	2,22	0,2399	0,2399	2 402,1
30	2,00	2,00	1,36	3,9	0,2142	0,2142	2 400,1
45	2,00	2,00	2,04	5,61	0,2062	0,2062	2 398,9
60	2,00	2,00	2,71	7,39	0,2043	0,2043	2 398,1
145	2,00	2,00	6,55	17,83	0,2040	0,2040	2 395,8
230	2,00	2,00	10,37	29,1	0,2100	0,2100	2 394,6
315	2,00	2,00	14,2	42,33	0,2230	0,2230	2 394,0
400	2,00	2,00	18,01	55,57	0,2308	0,2308	2 393,5

Fuente: empresa de estudio.

Los valores de pérdida, factor de potencia y capacitancia están dentro de los límites aceptables de variación.

Tabla XX. **Resultado de la prueba de barrido de frecuencia, método UST, medición de C_{HL}**

Frecuencia (Hz)	V Pru (KV)	V salida (KV)	I salida (mA)	Pérdida (mW)	FP med (%)	Cap. Med (pF)
15	2,00	2	0,46	5,9	0,4341	3 609
30	2,00	2,00	0,91	10,23	0,3761	3 603,7
45	2,00	2,00	1,36	14,62	0,3583	3 600,8
60	2,00	2,00	1,81	18,96	0,3498	3 598,8
145	2,00	2,00	4,37	45,58	0,3479	3 592,8
230	2,00	2,00	6,93	75,5	0,3640	3 589,8
315	2,00	2,00	9,49	106,93	0,3765	3 587,9
400	2,00	2,00	12,04	140,82	0,391	3 586,6

Fuente: empresa de estudio.

Los valores de factor de potencia y capacitancia están debajo de los valores recomendados y su variación entre cada prueba no son significantes.

Tabla XXI. **Resultados de la prueba de barrido de frecuencia, método GSTg, medición de C_L**

Frecuencia (Hz)	V Pru (KV)	V salida (KV)	I salida (mA)	Pérdida (mW)	FP med (%)	Cap. Med (pF)
15	2,00	2,02	0,61	7,57	0,6142	3 217,4
30	2,00	2,00	1,21	11,89	0,4912	3 211
45	2,00	2,00	1,82	16,14	0,44433	3 207,8
60	2,00	2,00	2,42	20,16	0,4164	3 205,6
145	2,00	2,00	5,84	43,12	0,3693	3 199,6
230	2,00	2,00	9,24	67,66	0,3661	3 196,4
315	2,00	2,00	12,65	93,12	0,3681	3 194,2
400	2,00	2,00	16,05	119,59	0,3726	3 192,3

Fuente: empresa de estudio.

Los valores de factor de potencia capacitancia están debajo de los valores y su variación entre cada prueba no son significantes.

Tabla XXII. **Resultados de la prueba de barrido de frecuencia, método UST, medición de C_{LH}**

Frecuencia (Hz)	V Pru (KV)	V salida (KV)	I salida (mA)	Pérdida (mW)	FP med (%)	Cap. Med (pF)
15	2,00	2,00	0,68	5,92	0,4350	3 609,0
30	2,00	2,00	1,36	10,21	0,3755	3 603,7
45	2,00	2,00	2,04	14,63	0,3586	3 600,7
60	2,00	2,00	2,71	18,97	0,3500	3 598,8
145	2,00	2,00	6,55	45,56	0,3478	3 592,8
230	2,00	2,00	10,37	75,15	0,3623	3 589,8
315	2,00	2,00	14, 2	106,76	0,3759	3 587,9
400	2,00	2,00	18,02	140,02	0,3885	3 586,6

Fuente: empresa de estudio.

Tabla XXIII. **Resultados de la prueba de barrido de tensión, método GSTg, medición de H_c**

Frecuencia (Hz)	V Pru (KV)	V salida (KV)	I salida (mA)	Pérdidas (mW)	FP med (%)	Cap. Med (pF)
60,00	2,00	2,00	1,81	7,40	0,2044	2 398,2
60,00	4,00	4,00	3,62	29,62	0,2044	2 398,1
60,00	6,00	6,00	5,43	5,43	0,2043	2 398,2
60,00	8,00	8,00	7,24	7,24	0,2047	2 398,3
60,00	10,00	10,00	9,05	9,05	0,2055	2 398,3
60,00	12,00	12,00	10,87	10,87	0,2061	2 398,3

Fuente: empresa de estudio.

Tabla XXIV. **Resultados de la prueba de barrido de tensión, método UST, medición de C_{LH}**

Frecuencia (Hz)	V Pru (KV)	V salida (KV)	I salida (mA)	Pérdidas (mW)	FP med (%)	Cap. Med (pF)
60,00	2,00	2,00	2,71	18,97	0,3500	3 598,8
60,00	4,00	4,00	5,43	75,99	0,3498	3 598,8
60,00	6,00	6,00	8,14	171,22	0,3506	3 598,9
60,00	8,00	8,00	10,85	304,57	0,3509	3 598,9
60,00	10,00	10,00	13,57	477,13	0,3516	3 598,9
60,00	12,00	12,00	16,29	688,06	0,3520	3 598,9

Fuente: empresa de estudio.

Los valores de factor de potencia y capacitancia, están debajo de los valores recomendados y su variación entre cada prueba no son significantes.

Tabla XXV. **Resultados de las pruebas de barrido de tensión, método GSTg, medición de C_L**

Frecuencia (Hz)	V Pru (KV)	V salida (KV)	I salida (mA)	Pérdidas (mW)	FP med (%)	Cap. Med (pF)
60,00	1,00	1,01	1,23	5,16	0,4153	3 205,5
60,00	2,00	2,00	2,42	20,16	0,4165	3 205,6
60,00	3,00	3,00	3,63	45,36	0,4165	3 205,7
60,00	4,00	4,00	4,84	80,70	0,4169	3 205,7
60,00	6,00	6,00	7,26	182,19	0,4183	3 205,8
60,00	7,00	7,00	8,47	248,25	0,4187	3 205,8

Fuente: empresa de estudio.

Los valores de factores de potencia y capacitancia están debajo de los valores recomendados y su variación entre cada prueba no son significantes.

Tabla XXVI. **Resultados de las pruebas de barrido de tensión, método UST, medición de C_{HL}**

Frecuencia (Hz)	V Pru (KV)	V salida (KV)	I salida (mA)	Pérdidas (mW)	FP med (%)	Cap. Med (pF)
60,00	1,00	1,01	1,37	4,82	0,3487	3 598,8
60,00	2,00	2,00	2,71	18,99	0,3504	3 598,8
60,00	3,00	3,00	4,07	42,71	0,3498	3 598,7
60,00	4,00	4,00	5,43	76,02	0,3500	3 598,8
60,00	6,00	6,00	8,14	171,23	0,3506	3 598,9
60,00	7,00	7,00	9,50	233,83	0,3516	3 598,9

Fuente: empresa de estudio.

Los valores de factores de potencia y capacitancia, están debajo de los valores recomendados y su variación entre cada prueba no son significantes.

Tabla XXVII. **Resultados prueba de corriente de excitación**

Fase	Toma	V prueba (KV)	I salida (Ma)	Pérdidas (mW)	Reactancia (KΩ)
A	4	10	16,713	114,025	437,461
B	4	10	14,185	85,531	558,606
C	4	10	18,288	1118,219	417,208

Fuente: empresa de estudio.

Los valores de la corriente de excitación, pérdidas y reactancia de dispersión entre las fases se encuentran con mínimas variaciones las cuales se consideran buenas.

Tabla XXVIII. **Resultados de impedancia de corto circuito, prueba estándar**

Fase	I (A)	V (V)	Ángulo de Fase	Pérdidas (mW)	Z (Ω)	R (Ω)	X (Ω)	L (mH)
A	1,13	142,59	83,15 °	19,194	126,349	15,07	125,447	332,758
B	1,13	144,74	84,88 °	14,620	127,876	11,412	127,366	337,849
C	1,13	142,50	84,81 °	15,685	126,102	12,284	235,503	332,906

Fuente: empresa de estudio.

La variación máxima de la impedancia de corto circuito entre fases del transformador es de 0,87 %, lo cual se encuentra en los límites permitidos.

Tabla XXIX. **Resultados de impedancia de corto circuito, prueba por fase**

Fase	I (mA)	V (V)	Ángulo de Fase	Pérdidas (mW)	Z (Ω)	R (Ω)	X (Ω)	L (mH)
A	871,34	163,64	85,00	12,427	187,801	16,368	187,086	496,262
B	858,41	164,69	85,33	11,51	191,854	15,62	191,217	507,219
C	866,72	163,21	84,29	14,074	188,309	18,735	187,374	497,026

Fuente: empresa de estudio.

La variación máxima de la impedancia entre fases del transformador es de 1,34 %, lo cual se encuentra debajo de los límites permitidos.

Tabla XXX. **Resultados relación de transformación, prueba estándar**

Toma	Relación Nominal	Fase A	Fase B	Fase C		Relación Medida	Desviación (%)
		Relación Medida	Desviación (%)	Relación Medida	Desviación (%)		
1	9,0933	9,1327	0,43	9,133	0,44	9,133	0,44
2	8,8768	8,9141	0,43	8,914	0,42	8,9144	0,42
3	8,6603	8,6956	0,41	8,7	0,46	8,6958	0,41
4	8,4437	8,44772	0,4	8,4811	0,44	8,4771	0,4
5	8,2272	8,2587	0,38	8,2627	0,43	8,2587	0,38

Fuente: empresa de estudio.

La variación máxima de la relación de transformación medida y la nominal es de 0,43 %, lo cual está por debajo del máximo sugerido.

Tabla XXXI. **Resultados de la prueba resistencia del devanado de alta en cortocircuito, prueba estándar**

Toma	Fase A	Fase B	Fase C		R med (Ω)	Desviación (%)	R corregida (Ω)	R med (Ω)	Desviación (%)	R corregida (Ω)
	R med (Ω)	Desviación (%)	R corregida (Ω)	R med (Ω)						
1	5,103	0,510	5,103	5,129	5,129	1,189	5,129	5,068	0,691	5,068
2	5,219	0,115	5,219	5,213	5,213	0,307	5,213	5,197	0,423	5,197
3	5,354	0,019	5,354	5,353	5,353	0,523	5,353	5,325	0,545	5,325
4	5,488	0,091	5,488	5,483	5,483	0,474	5,483	5,457	0,568	5,457
5	5,623	0,036	5,623	5,621	5,621	0,445	5,621	5,596	0,596	5,596

Fuente: empresa de estudio.

La desviación máxima para la resistencia de los devanados es de 0,691 %, lo cual es insignificante.

Tabla XXXII. **Resultados de la prueba de resistencia de los devanados de baja en cortocircuito, prueba estándar**

Fase	R med (Ω)	Desviacion (%)	R corregida (Ω)
A	71,874	1,05	71,874
B	72,629	0,101	72,629
C	72,702	1,139	72,702

Fuente: empresa de estudio.

La desviación máxima para la resistencia de los devanados es de 0,691 %, lo cual es insignificante.

Tabla XXXIII. **Resultados de la prueba de resistencia óhmica de los devanados de baja en cortocircuito, por fase**

Fase	I (A)	V (mV)	Tiempo (s)	R med (Ω)	Desv R (%)	R corregida (Ω)
A	5,44	390,97	14	71,874	0,083	71,874
B	5,45	395,64	13	72,629	0,037	72,629
C	5,44	395,44	14	72,702	0,054	72,702

Fuente: empresa de estudio.

La desviación de la resistencia óhmica de los devanados se encuentra por debajo del 5 % con relaciona los valores de placa, lo cual se considera aceptable.

Tabla XXXIV. **Resultados de la prueba de resistencia del aislamiento solido**

Prueba	V aplicado	30 s	60 s	1 minuto	I polarización	I Absorción
H + LG	5 Kv	6,72 GΩ	7,87 GΩ	16,3 GΩ	2,08	1,1711
L + HG	5 Kv	5,54 GΩ	14,3 GΩ	14,3 GΩ	2,15	1,2000
H + L + G	5 KV	14,4 GΩ	11,6 GΩ	60,76 GΩ	2,41	1,2413

Fuente: empresa de estudio.

Los valores de índice de polarización y absorción se encuentran por encima de 1,0, los cuales se consideran adecuados.

2.2.2.3. Pruebas eléctricas a *bushings*

A continuación se explicará, en la tabla XXXV las pruebas eléctricas a *bushing*.

Tabla XXXV. **Resultado de la prueba de factor de potencia y capacitancia, prueba estándar**

Núm.	Medida	Modo de prueba	Frecuencia	V Salida	I Salida	Pérdidas	FP	Capacitancia
1	H1	UST-A	60 Hz	10 KV	1,32 mA	29,10 mW	0,2204 %	348,7 pF
2	H2	UST-A	60 Hz	10 KV	1,30 mA	28,08 mW	0,2160 %	345,5 pF
3	H3	UST-A	60 Hz	10 KV	1,33 mA	29,25 mW	0,2199 %	353,6 pF

Fuente: empresa de estudio.

La desviación de los valores de factor de potencia y capacitancia, entre fases, son menores a 1,26 %, por lo cual se considera bueno.

Tabla XXXVI. Resultado de la prueba barrido de frecuencia a la terminal de alta tensión H1, utilizando el método de prueba UST

Frecuencia (Hz)	V (KV)	V salida (KV)	I salida (mA)	Pérdidas (mW)	FP (%)	Capacitancia (pF)
15,00	2,00	2,00	0,07	0,32	0,2269	349,4
30,00	2,00	2,00	0,13	0,57	0,2719	349,1
45,00	2,00	2,00	0,20	0,88	0,2188	348,8
60,00	2,00	2,00	0,26	1,14	0,2200	348,7
145,00	2,00	2,00	0,63	2,89	0,2291	348,3
230,00	2,00	2,00	1,01	4,80	0,2374	348,1
315,00	2,00	2,00	1,38	6,75	0,2446	348,0
400,00	2,00	2,00	1,75	8,67	0,2477	347,8

Fuente: empresa de estudio.

El máximo valor de factor de potencia medido es 0,2719 %, el cual se encuentra por debajo del límite sugerido, y la máxima variación de los valores de capacitancia es de 0,26 % lo cual no se considera significativa.

Tabla XXXVII. Resultado de la prueba barrido de frecuencia a la terminal de alta tensión H2, utilizando el método de prueba UST

Frecuencia (Hz)	V (KV)	V salida (KV)	I salida (mA)	Pérdidas (mW)	FP (%)	Capacitancia (pF)
15,00	2,00	2,00	0,07	0,31	0,2188	346,1
30,00	2,00	2,00	0,13	0,56	0,2138	345,8
45,00	2,00	2,00	0,20	0,86	0,2149	345,6
60,00	2,00	2,00	0,26	1,12	0,2151	345,5
145,00	2,00	2,00	0,63	2,84	0,2256	345,1
230,00	2,00	2,00	1,00	4,68	0,2339	344,9
315,00	2,00	2,00	1,36	6,57	0,2414	344,7
400,00	2,00	2,00	1,73	8,48	0,2450	344,6

Fuente: empresa de estudio.

El valor más alto factor de potencia medido es 0,2488 %, el cual se encuentra por debajo del límite sugerido, y la desviación máxima de los valores de capacitancia es de 0,241 % lo cual no se considera significativa.

Tabla XXXVIII. Resultado de la prueba barrido de frecuencia a la terminal de alta tensión H3, utilizando el método de prueba UST

Frecuencia (Hz)	V (KV)	V salida (KV)	I salida (mA)	Pérdidas (mW)	FP (%)	Capacitancia (pF)
15,00	2,00	2,00	0,07	0,31	0,2213	354,2
30,00	2,00	2,00	0,13	0,56	0,2172	353,9
45,00	2,00	2,00	0,20	0,87	0,2174	353,7
60,00	2,00	2,00	0,27	1,18	0,2192	353,6
145,00	2,00	2,00	0,65	2,94	0,2295	353,1
230,00	2,00	2,00	1,02	4,86	0,2382	352,9
315,00	2,00	2,00	1,40	6,87	0,2455	352,8
400,00	2,00	2,00	1,77	8,81	0,2488	352,6

Fuente: empresa de estudio.

Tabla XXXIX. **Resultado de la prueba de barrido de tensión a la terminal de alta tensión H1, utilizando el método de prueba UST**

Frecuencia (Hz)	V (KV)	V salida (KV)	I salida (mA)	Perdidas (mW)	FP (%)	Capacitancia (pF)
60,00	2,00	2,00	0,26	1,14	0,2195	348,7
60,00	4,00	4,00	0,53	4,67	0,2201	348,7
60,00	6,00	6,00	0,79	10,44	0,2202	348,7
60,00	8,00	8,00	1,05	18,50	0,2202	348,7
60,00	10,00	10,00	1,32	29,10	0,2204	348,7
60,00	12,00	12,00	1,58	41,83	0,2206	348,7

Fuente: empresa de estudio.

El valor más alto de factor de potencia medido es 0,2206 %, el cual se encuentra por debajo del límite sugerido, y la desviación máxima de los valores de capacitancia es de 0,0 % lo cual no se considera significativa.

Tabla XL. **Resultado de la prueba de barrido de tensión a la terminal de alta tensión H2, utilizando el método de prueba UST**

Frecuencia (Hz)	V (KV)	V salida (KV)	I salida (mA)	Pérdidas (mW)	FP (%)	Capacitancia (pF)
60,00	2,00	2,00	0,26	1,12	0,215	345,5
60,00	4,00	4,00	0,52	4,51	0,2166	345,5
60,00	6,00	6,00	0,78	10,11	0,216	345,5
60,00	8,00	8,00	1,04	17,96	0,2159	345,5
60,00	10,00	10,00	1,3	28,08	0,216	345,5
60,00	12,00	12,00	1,56	40,48	0,2162	345,5

Fuente: empresa de estudio.

El valor más alto de factor de potencia medido es 0,2450 %, el cual se encuentra por debajo del límite sugerido, y la máxima variación de los valores de capacitancia es de 0,232 % lo cual no se considera significativa.

Tabla XLI. Resultado de la prueba de barrido de tensión a la terminal de alta tensión H3, utilizando el método de prueba UST

Frecuencia (Hz)	V (KV)	V salida (KV)	I salida (mA)	Pérdidas (mW)	FP (%)	Capacitancia (pF)
60,00	2,00	2,00	0,27	1,18	0,2192	353,6
60,00	4,00	4,00	0,53	4,66	0,2199	353,6
60,00	6,00	6,00	0,8	10,56	0,2199	353,6
60,00	8,00	8,00	1,07	18,82	0,2199	353,6
60,00	10,00	10,00	1,33	29,25	0,2199	353,6
60,00	12,00	12,00	1,6	42,25	0,2201	353,6

Fuente: empresa de estudio.

El valor más alto de factor de potencia medido es 0,2488 %, el cual se encuentra por debajo del límite sugerido, y la desviación máxima de los valores de capacitación es de 0,241 % lo cual no se considera significativa.

Tabla XLII. Resultado de la prueba de factor de potencia y capacitancia, al lado de alta tensión y el tap C2

Medida	Modo de prueba	Frecuencia (Hz)	V (KV)	V salida (KV)	I salida (mA)	Pérdidas (mW)	FP (%)	Capacitancia (pF)
H1	GSTg-A	60,00	0,5	0,5	0,09	0,1	0,2247	449,1
H2	GSTg-A	60,00	0,5	0,5	0,09	0,12	0,2591	474,4
H3	GSTg-A	60,00	0,5	0,5	0,08	0,1	0,2418	436,9

Fuente: empresa de estudio.

El valor más alto de factor de potencia medido es 0,2591 %, el cual se encuentra por debajo del límite sugerido, y la desviación máxima de los valores de capacitancia es de 4,62 % lo cual no se considera significativa.

Tabla XLIII. **Resultados prueba de collar caliente, bushings de alta tensión**

Bushing	Frecuencia	V salida	Isalida	Pérdidas (mW)
H1	60,00	10 KV	0,006 mA	17,69
H2	60,00	10 kV	0,006 mA	14,32
H3	60,00	10 KV	0,006 mA	14,72

Fuente: empresa de estudio.

Los resultados de las pérdidas en el *Bushing* H1 muestran una variación del 13,6 % en relación al promedio de los demás, esto indica un posible envejecimiento del *bushing*.

Tabla XLIV. **Resultados prueba de collar caliente, bushings de baja tensión**

Bushing	Frecuencia	V salida	i salida	Pérdidas (mW)
X1	60	10 KV	0,05 mA	12,34
X2	60	10 KV	0,05 mA	15,33
X3	60	10 KV	0,04 mA	27,78
X0	60	10 KV	0,04 mA	34,26

Fuente: empresa de estudio.

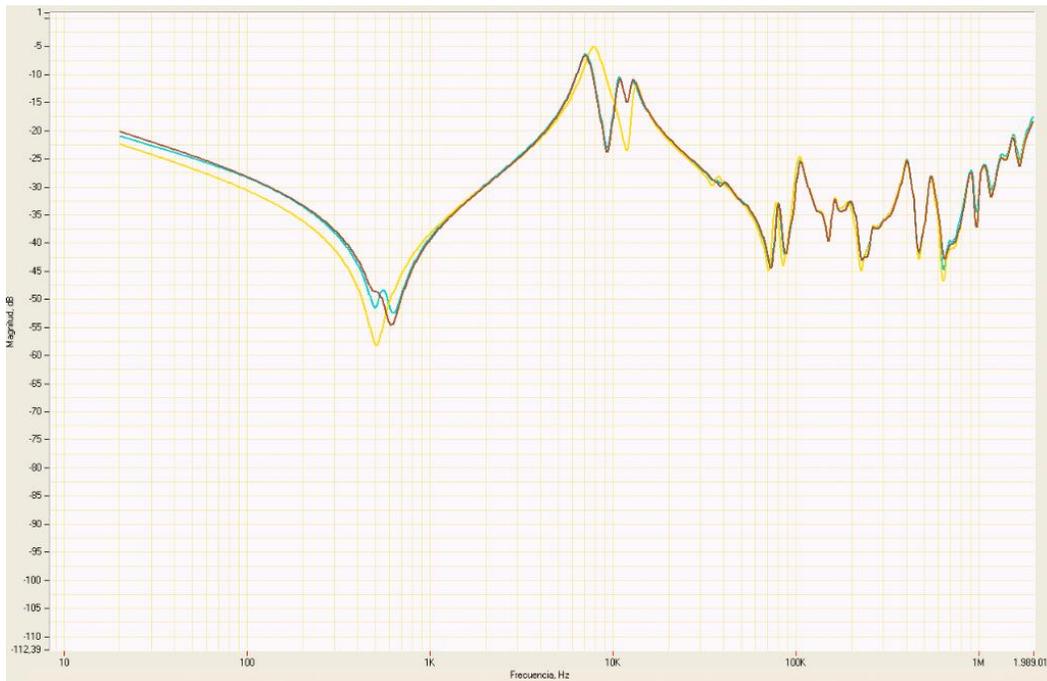
Figura 31. **Resultado de la prueba de barrido de frecuencia SFRA, terminales de alta tensión, circuito abierto**



Fuente: empresa de estudio.

No se aprecian variaciones significativas, en la forma de onda de las tres fases del transformador, las desviaciones entre cada fase pueden ser a causa de características constructivas del transformador.

Figura 32. **Resultados de la prueba de barrido de frecuencia SFRA, en las terminales de baja tensión, circuito abierto**



Fuente: empresa de estudio.

No se aprecian variaciones significativas, en la forma de onda de las tres fases del transformador, las desviaciones entre cada fase pueden ser a causa de características constructivas del transformador.

Figura 33. **Resultado de la prueba de barrido de frecuencia SFRA, en las terminales de baja tensión, cortocircuito**



Fuente: empresa de estudio.

No se aprecian variaciones significativas, en la forma de onda de las tres fases del transformador, las desviaciones entre cada fase pueden ser a causa de características del transformador.

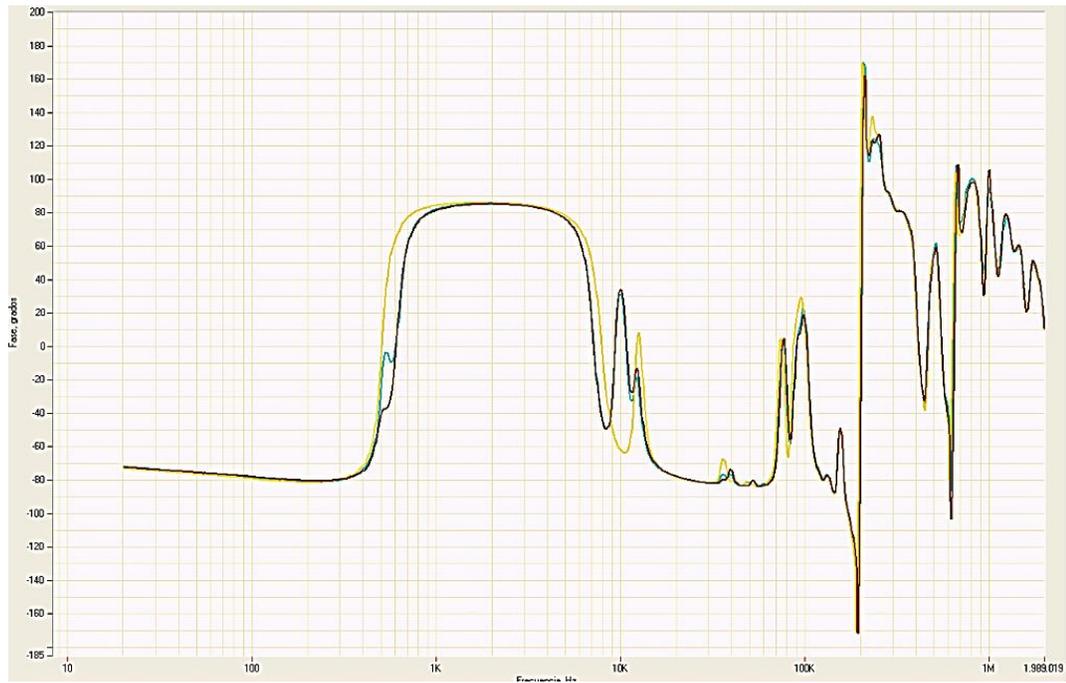
Figura 34. **Resultado de la prueba de barrido de frecuencia SFRA, terminales de alta tensión, cortocircuito**



Fuente: empresa de estudio.

No se aprecian variaciones significativas, en la forma de onda de las tres fases del transformador, las desviaciones entre cada fase pueden ser a causa de características del núcleo del transformador.

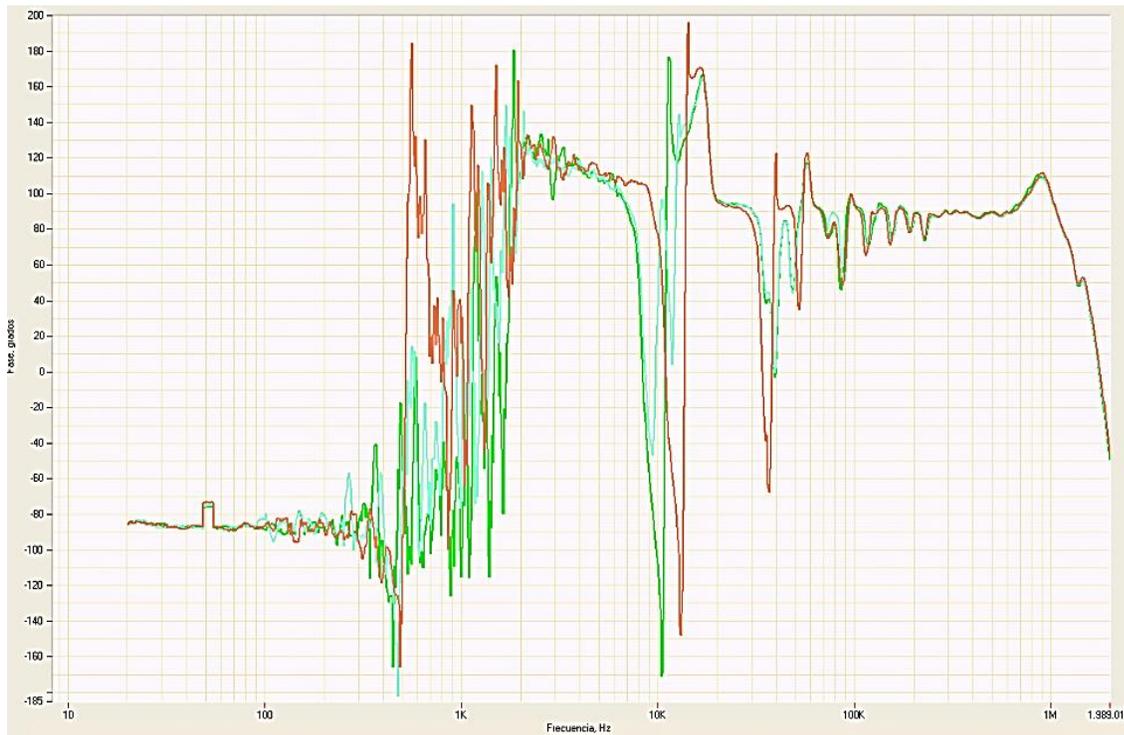
Figura 35. **Resultados de la prueba de barrido de frecuencia SFRA, terminales de baja tensión, circuito abierto**



Fuente: empresa de estudio.

No se aprecian variaciones significativas, en la forma de onda de las tres fases del transformador, las desviaciones entre cada fase pueden ser a causa de características del núcleo del transformador.

Figura 36. **Resultados de la prueba de barrido de frecuencia SFRA, terminales de alta tension, circuito abierto**



Fuente: empresa de estudio.

No se aprecian variaciones significativas, en la forma de onda de las tres fases del transformador, las desviaciones entre cada fase pueden ser a causa de características del transformador.

2.3. Mantenimiento línea de alta tensión

Se realizó una inspección visual y técnica del estado de los equipos de alta tensión, y se realizó el siguiente trabajo de mantenimientos:

- Cambio de conductor eléctrico de la fase B, de un tramo de línea aérea de 25 metros del campo de 69 KV, que conecta a la subestación Escuintla 1.
- Limpieza de aisladores eléctricos de las líneas de 69 KV, para eliminar contaminantes, con agua a presión, está con bajo contenido de minerales para evitar incrustaciones al secar el agua.
- Apriete de tornillería de los puntos de conexión de las líneas de 69 KV.
- Tensado de las líneas de alta tensión de las fases A, B y C, que conectan a la subestación Escuintla 1.

2.4. Mantenimiento línea media tensión

Después de una inspección visual y técnica del estado de los equipos del sistema de distribución de 13,8 KV, se realizó el siguiente trabajo de mantenimiento:

- Cambio de conductor eléctrico de una línea aérea de una fase, del ramal principal.
- Desmontaje de cruceros de apoyo, metálicos y de madera, para reutilizar.
- Cambio de cruceros de apoyo: dañados, quebrados o rajados.
- Tensado de las líneas de distribución de media tensión.
- Podado de árboles cercanos a las líneas de media tensión.
- Cambio de corta circuitos de las líneas de media tensión.
- Instalación de un poste para la conexión a media tensión con el transformador de potencia.
- Instalación de corta circuitos a la salida del transformador de potencia, del lado de 13,8 KV.

2.5. Sistema de distribución de baja tensión 220/440 V

A continuación se presenta la tabla de cálculo de carga instalada.

Tabla XLV. **Cálculo de carga instalada**

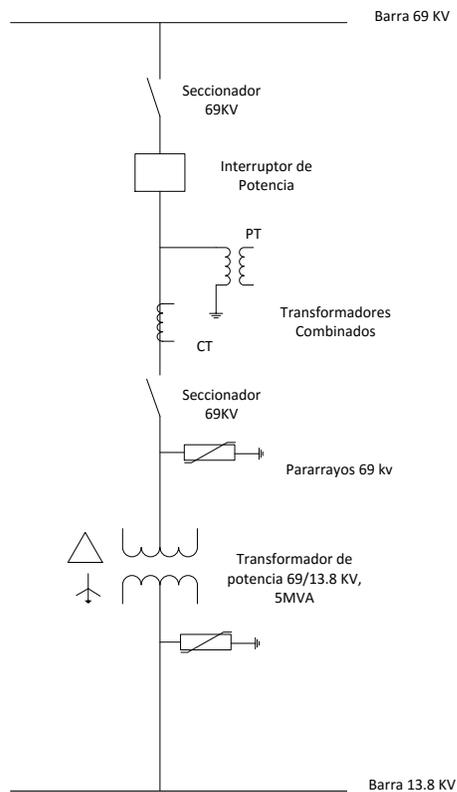
Equipo	Voltaje Nominal	Potencia
Soldadora	220/380/440 V	22,000 w
Aire acondicionado	220/230 V	5,000 w
Aire acondicionado	220/230 V	4,000 w
Aire acondicionado	220/230 V	3,500 w
Aire acondicionado	220/230 V	3,500 w
Sistema de tratamiento de agua potable	120/240 V	2,500 w
Sistema de iluminación exterior	220/240 V	9,000 w
Máquinas herramientas	380/440 V	23,000 w
Compresor de aire	380/440 V	7,500 w
Bombas de combustible	380/440 V	11,000w
Bomba de agua	380/440 V	3,750 w
Equipos de computo	120/240 V	5,200 w
Otro equipos	120/240 V	3,000 w
Total		102,950 w

Fuente: elaboración propia.

2.6. Subestación de conexión

A continuación se presenta el diagrama de instalación, de la subestación de conexión.

Figura 37. Diagrama de instalación, de la subestación de conexión



Fuente: elaboración propia.

Los equipos de la subestación, es necesario que cuenten con las siguientes características técnicas.

Interruptor de potencia

- Mecanismo de operación tripolar con mando a resortes.
- Tipo tanque vivo
- Aislamiento externo porcelana o polímero color café o gris
- Uso externo
- Frecuencia 60 Hz
- Voltaje de operación del sistema de control 125 VDC
- Voltaje de operación del motor de carga de resortes 125 VDC
- Voltaje de operación de resistencia de calefacción 120 VAC
- Tensión nominal de operación 69 kV
- Clase de aislamiento 72,5 kV

Seccionador

- Mecanismo de operación manual o motorizado
- Tipo pantógrafo o cuchillas giratorias
- Voltaje Nominal de operación 69 KV
- Clase de aislamiento 72,5 KV

Pararrayos

- Voltaje máximo del sistema 72,5 Kv
- Norma / Especificación IEEE C57.13 o equivalente
- Nivel básico al impulso 350 KV
- Servicio exterior
- Frecuencia 60 Hz
- Doble relación primaria 150/300 A

- Corriente secundaria 5 A.

Transformador de potencial y de intensidad

Es necesario instalar un transformador de potencia y de intensidad, en cada fase.

Tabla XLVI. **Características de transformadores para medición y protección**

Parámetro	Valor
Voltaje máximo del sistema	72,5 KV
Norma / Especificación	IEEE C57,13 o equivalente
Nivel básico al impulso	350 KV
Servicio	Exterior
Frecuencia	60 Hz
Aislador	Tipo porcelana
Devanados de potencial	
Voltaje primario fase-neutro	69000/1,73
Voltaje secundario fase-neutro	120/1,73
Potencia y clase de precisión	Devanado 1: 75 VA, 0,3
	Devanado 2: 75 VA, 0,3
	Devanado 3: 75 VA, 0,3
Devanados de corriente	
Doble relación primaria	150/300 A
Corriente secundaria	
Potencia y clase de precisión	Devanado 1: 0,3 B 1,8
	Devanado 2: 0,3 B 1,8
	Devanado 3: C 200
	Devanado 4: C 200

Fuente: elaboración propia.

3. FASE ENSEÑANZA APRENDIZAJE

3.1. Contenido del curso, Práctica de Seguridad Industrial

A continuación se aplicará el contenido del curso Práctica de Seguridad Industrial.

3.1.1. Filosofía de la seguridad industrial

El principal objetivo de un programa de seguridad industrial es eliminar o reducir las condiciones y acciones inseguras dentro de un ambiente o área de trabajo, y con ello reducir accidentes, que pueden llevar desde pérdida monetaria para la empresa, hasta una pérdida humana.

Como prioridad es la protección y seguridad de la vida de cada uno de los trabajadores y colaboradores, ya que la vida de una persona no se puede reemplazar. En segundo plano está el asegurar el buen estado de los equipos y herramientas de trabajo, y en tercer lugar es asegurar el producto terminado.

3.1.2. Diferencia entre peligro y riesgo

Peligro es toda aquella situación o condición de un objeto, equipo o acción, en la cual se pueda sufrir un daño leve, parcial o fatal. Y el riesgo, es la posibilidad de sufrir daño debido a un peligro, esta probabilidad dependerá de que la interacción con el objeto, equipo o acción, es decir no necesariamente se encuentran alguien en riesgo, ante un peligro.

3.1.3. Condiciones y acciones inseguras

Una condición insegura es todo aquel objeto, maquinaria, equipo o herramienta que se debido a su estado o ubicación dentro del área de trabajo sean un peligro para el personal de trabajo.

Una acción insegura es toda aquella acción o trabajo que se realice sin el normativo de seguridad industrial, falta de equipo de protección personal, operación de equipo y maquinaria sin permiso o sin tener capacitación previa.

3.1.4. Seguridad e higiene ocupacional

Tan importante como la correcta utilización de los equipos, evitar condiciones inseguras y acciones inseguras, es tener una buena higiene en el trabajo, desde lavarse las manos antes y después de ingerir alimentos, así como después de utilizar los servicios sanitarios. Esta parte de la seguridad industrial depende de cada uno de las personas, y es de suma importancia que cada uno de los colaboradores sea conscientes que es responsabilidad propia mantener una correcta higiene personal.

3.1.5. Reglas generales de seguridad industrial

A continuación se enumeran diez reglas de seguridad industrial, las cuales comprenden en aspectos generales del cuidado que se deben tener en la rutina de trabajo, en una empresa industrial.

- Regla 1

Operar o intervenir equipos especiales solo si estoy capacitado y autorizado.

En las empresas industriales existen muchos equipos especiales de los cuales muchos se utilizan a diario, por ejemplo: el montacargas es un equipo especial para transportar cosas pesadas, los puentes grúas también es un equipo especial que se utiliza para levantar cosas mucho más pesadas, el equipo de oxicorte, un esmeril o una sierra son equipos especiales también. Se debe tener mucha precaución al momento de manipular esta clase de equipos y solo se debe hacer si se está autorizado para trabajar con ellos y, lo más importante, si realmente se está en capacidad para hacer uso de ellos.

Sin embargo, existen personas que creen ser capaces de manipular este tipo de equipos y fácilmente se ameritan la tarea de otros, sin tomar en cuenta la autorización de su jefe inmediato; que es importante para la realización de cualquier tarea que sea ajena a sus labores asignadas en esta planta. Se debe realizar las tareas solo si se está en capacidad para hacerlo y si se tiene la autorización del jefe.

Sin duda, es importante tener en mente esta regla, porque dice que aunque se está capacitado para hacer el trabajo o se vea que el trabajo es sencillo de realizar; no se debe llevar a cabo si no se tiene el permiso del jefe inmediato. Recordando esto, ayudará a evitar accidentes de los cuales el perjudicado será solo el operador o ejecutor de la tarea.

- Regla 2

Mantenerse siempre a una distancia segura de las cargas suspendidas.

Una carga suspendida es toda carga que se encuentra alejada del suelo con potencial de riesgo de caída. Es necesario recordar esta regla e identificar el grado de importancia que se le debe otorgar, "es muy importante", porque en la planta se trabaja con puentes grúas que trasladan cargas de pesos muy elevados y que podría resultar en un desastre si estas llegaran a caerse.

Es por eso que se debe mantener a una distancia relativamente alejada de las cargas en suspensión, en la cual se tiene que estar seguro de que en caso de caída se disminuya el riesgo de ser atrapado por esa carga.

Debe ser una distancia relativamente alejada porque la distancia correcta a la que se debe estar alejado de una carga suspendida, es la misma que la distancia medida desde el suelo hacia donde se encuentra la carga. Es decir, si la carga se encuentra a una distancia aproximada de 3 metros de altura, entonces, la distancia a la que se debe de estar alejados es de 3 metros como mínimo.

- Regla 3

Bloquear todas las fuentes de energía antes de intervenir máquinas o equipos en movimiento.

Cuando se hace mantenimiento a las máquinas o se requiere de la intervención manual a un equipo es preciso bloquear toda fuente de alimentación de energía que pueda hacer funcionar estas máquinas. Esto asegurará que la máquina no pueda entrar en funcionamiento mientras se esté expuestos a sus mecanismos de operación y así evitar posibles atrapamientos de extremidades del cuerpo que resulten en fatalidades.

- Regla 4

Mantener las manos alejadas de equipos en movimiento o con riesgo de atrapamiento.

Para evitar accidentes que involucren equipos en movimiento, se debe estar siempre atentos a los que se está haciendo, donde se tiene las manos y tomarse un tiempo para evaluar los posibles riesgos del trabajo, esto ayudará a tomar una actitud preventiva y a realizar el trabajo de manera más segura.

- Regla 5

Ingresar a las áreas restringidas solo si se está autorizado.

En determinadas áreas se encuentran instalados rótulos de advertencia, tales como; "ALTO", "PELIGRO", "NO PASE", "ALTO VOLTAJE". Estos rótulos tienen un objetivo y es delimitar un área con un peligro latente. Muchas veces son ignorados por personas, trabajadoras de la misma empresa que creen tener vía libre a cualquier área a la deseen pasar o tomar el camino más corto que facilite la llegada al destino ingresando a áreas que están abiertas solo para el personal autorizado.

Al ingresar por áreas restringidas al paso, cuando no se tiene autorización o capacitación para circular en ellas, el personal se expone a riesgos innecesarios que son fácilmente evitables recordando y haciendo caso a las señalizaciones de cada área.

- Regla 6

Solo ejecutar tareas que tengas los riesgos debidamente evaluados y controlados.

Antes de realizar un trabajo, tarea o acción, es necesario siempre pensar y analizar un procedimiento para realizar los mismos, esto con el objetivo de

hacerlas sin accidentes. Así también evaluar los posibles riesgos a los que se está expuesto al realizar los trabajos y así prevenirlos. Llevar a cabo trabajos sin antes pensar lo que se pretende hacer, incrementa considerablemente la probabilidad de que ocurra un accidente porque se deja a la suerte lo que pueda acontecer, en vez de tener control de la situación.

Con esto se tomará el control de la situación y se estará consciente de lo que se está haciendo para asegurar que está hecho de una manera segura.

- Regla 7

Respetar y mantener todos los dispositivos de seguridad operativos.

Los dispositivos de seguridad son todos aquellos elementos físicos que ayudan a controlar e identificar una fuente de peligro y disminuyen el riesgo de un accidente. Los dispositivos de seguridad pueden ser: una guarda de una máquina, las puertas psicológicas, los controles de encendido y apagado de una máquina, entre otros. Estos dispositivos son importantes porque proporcionan seguridad en la operación de una máquina o permiten el control de una condición insegura.

Por esto es necesario mantener en buenas condiciones los dispositivos de seguridad, colaborar en reportar si algún dispositivo se encuentra en mal estado para su posterior mantenimiento o reemplazo. Esto ayudará a la prevención de posibles accidentes que pueden resultar en tragedia.

Lo que se pretende es comunicar la importancia que tiene un dispositivo de seguridad, aprender a trabajar con ellos. Existen ocasiones que el colaborador elimina las guardas de una máquina porque se “trabaja mejor”,

pero no sabe, que con ella evitará un accidente y que puede hasta salvar su vida si aprende a trabajar con ella.

Se deben respetar y mantener los dispositivos de seguridad en operación.

- Regla 8

Comunicar inmediatamente todo accidente, incidente, acto y condición insegura.

Crear el hábito de reportar cualquier incidente, accidente, acto y condición insegura es muy difícil en todos los colaboradores de esta planta. Muchas veces se piensa que si se reporta un accidente, es para buscar culpables y suspender a la persona que ocasionó el accidente. También se piensa que si se reporta alguna condición insegura es solo para buscarse más trabajo en la planta

Pero como bien se ha dicho anteriormente, tratándose de seguridad industrial, todos en la planta son un equipo y se debe colaborar para disminuir las condiciones inseguras, eliminar los actos incorrectos, aprender de los incidentes y accidentes.

Al reportar un acontecimiento no deseado se está ayudando a que no ocurra el mismo accidente nuevamente, porque el departamento de seguridad industrial se encarga de evaluar las condiciones por las que se generó el acontecimiento y proporciona acciones correctivas y preventivas para el caso. De igual manera se encarga de realizar acciones inmediatas que corrijan las condiciones y actos inseguros reportados en la planta.

- Regla 9

Utilizar siempre los equipos de protección personal (EPP) exigidos para cada actividad.

Los equipos de protección personal son: casco, lentes, botas industriales con punta de acero, pantalón de lona, camisa de algodón, lentes de seguridad, guantes, protectores auditivos, y caretas para soldar, según sea el trabajo que se realice. Estos equipos en ocasiones son omitidos en las tareas debido al exceso de trabajo que se tiene a cargo y se olvidan ciertos criterios de seguridad, los cuales pueden llegar a salvar una vida y evitar cualquier tipo de accidentes. se debe tener muy en mente y debe ser prioridad, colocarse el equipo de protección personal adecuado para cada tarea; sin importar que tan simple sea.

Por ejemplo, cuando se hace un trabajo de esmerilado que solo tardará unos cuantos segundos, se evita la molestia de colocarse los lentes, pues el trabajo será tan rápido que llevará más tiempo el colocarse los lentes que usar el esmeril. Pero analizando bien esta situación, la vida se puede perder en milésimas de segundo al igual que se puede perder un ojo o sufrir una lesión grave en ese mismo instante; es decir que, los accidentes ocurren en un lapso de tiempo muy corto y evitar la molestia de no ponerse los lentes porque el trabajo solo llevará unos cuantos segundos es una acción muy tonta, porque ese tiempo le puede tomar perder o sufrir daños en un ojo por un pedacito de acero o polvo que salga a la misma velocidad con la que rota el disco de esmeril.

USR EL EPP, ayuda a minimizar las consecuencias de los accidentes.

- Regla 10

Respetar todos los procedimientos, instrucciones, señales y advertencias.

En cada área o departamento existen carteles, afiches y rótulos en los cuales se dictan requerimientos que se deben cumplir para llevar a cabo cierto trabajo, algunos requerimientos están establecidos para todas las secciones de la planta, como por ejemplo, usar casco, usar lentes, usar botas con punta de acero. Hacer caso omiso a estos lineamientos expone al personal a altos riesgos de accidentes, que son fácilmente evitables, con el uso de equipo de protección personal.

Respetar las señales, atender las advertencias, seguir las instrucciones y procedimientos para la ejecución de una tarea son actitudes que se deben practicar para evitar accidentes o disminuir el riesgo de los peligros encontrados en la ejecución de cualquier tarea. Es por el bien de todos seguir instrucciones y respetarlas; esto podría salvar la vida de cada uno del personal.

3.2. Evaluación del curso

A continuación se presentara la evaluación del curso.

Figura 38. Evaluación de seguridad industrial



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Departamento de EPS



INDE
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN

Evaluacion de lo aprendido del curso de seguridad industrial

Responda lo que se le indica acontinuacion:

1 Indique 2 peligros que se encuentran en su area de trabajo.

2 Indique un riesgo al que esta expuesto en su area de trabajo.

3 Indique o identifique 1 condicion insegura dentro de la planta.

4 Mencione dos reglas generales de seguridad industrial.

5 Mencione unejemplo de las reglas generales arriba mencionadas.

Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. El Instituto Nacional de Electrificación es una entidad autonomía y autofinanciable la cual aporta al reducir la tarifa social, así también la Central Térmica cuenta con unidad generadora con una potencia disponible de 38,2 MW.
2. Existen normativos internacionales los cuales son un guía para realizar pruebas e interpretar los resultados, para determinar el estado de equipo eléctrico.
3. El sistema de alta y baja tensión se encuentra en condiciones de operar, debido a que se realizó el mantenimiento preventivo y correctivo al sistema de alta y media tensión.
4. El estado de los equipos eléctricos se encuentran en buenas condiciones de operación, debido a que los resultados de los ensayos realizados, se consideran satisfactorios.
5. El aceite dieléctrico del transformador se encuentran en buenas condiciones de operación, debido a que los resultados de los ensayos realizados, se consideran satisfactorios.
6. El transformador de potencia no tiene deformaciones estructurales significativas que puedan afectar su vida útil o su correcta operación, debido a que los resultados de las pruebas realizadas fueron satisfactorios.

7. Los equipos de protecciones para el transformador de potencia cumplen con los requisitos técnicos mínimos, pero debido a que no se realizó la coordinación de protecciones no se puede asegurar la continuidad y seguridad del servicio del transformador de potencia.

8. El personal cuenta con una base sólida para desarrollar su trabajo diario de una manera segura, debido a que se impartió un curso de seguridad industrial.

RECOMENDACIONES

Al personal de mantenimiento de INDE.

1. Considere desarrollar un procedimiento de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo que garantice la continuidad de operación y la vida de los equipos.
2. Tomar en cuenta, realizar monitoreo e inspecciones periódicas a los parámetros de operación del transformador, inspección visual al transformador, nivel de aceite, temperatura de devanados, temperatura del aceite, presión de nitrógeno y estado de los *bushings* aisladores.
3. Considere necesario, realizar un análisis cromatógrafo al aceite del transformador en un periodo no mayor a un año después de ponerlo en operación, así también termografía para detectar sobrecalentamientos y puntos calientes.
4. Tome en cuenta la importancia de realizar inspecciones periódicas al sistema de alta tensión y media tensión para evitar fallas.
5. Considere monitorear la carga con la que opera el transformador y así evitar una sobrecarga para evitar una sobrecarga para evitar disminuir la vida útil del transformador.

6. Considere adecuado realizar monitoreo e inspecciones periódicas al sistema de protecciones del transformador, inspección visual presión del SF6, número de accionamiento.

7. Que el personal de mantenimiento del INDE considere, crear un historial de pruebas al transformador de potencia, y así llevar una base de datos del mismo, el cual servirá ara futuras referencias comparativas de pruebas realizadas.

BIBLIOGRAFÍA

1. Comisión General de Electricidad. *Operación y mantenimiento de transformadores de potencia*. México: CGE, 2001. 250 p.
2. Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. *Norma STD 62-1995, Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors*. USA: IEEE, 1995. 64 p.
3. _____. *Norma STD C57.12.90-2006, Standard Test Code for Liquid Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*. USA: IEEE, 1995. 94 p.

APÉNDICES

Apéndice 1. **Corrección del factor de potencia**

Al realizar pruebas de factor de potencia al aislamiento de un transformador de potencia es necesario realizar correcciones de los resultados conseguidos, esto debido a la diferencia de temperatura de referencia que se utiliza en la forma internacional IEEE STD 62-1995, *Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, regulators, and reactors*, es de 20 °C, por lo tanto todas las pruebas realizadas a una temperatura no igual a la de referencia deberán sufrir una corrección.

El inciso 10.10.5 de la norma internacional IEEE Std C57.12.90-2006, *Standard Test Code for Liquid Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*, indica que las mediciones del factor de potencia a los devanados del transformador deben ser corregidas por un factor K, el cual están incluidos en la tabla 5 incluida en dicha norma.

Los resultados de las pruebas realizadas al transformador de potencia incluida en este informe, deben ser corregidos a la temperatura a la cual se realizaron.

Tabla I. **Corrección del factor de potencia, de la prueba de barrido de frecuencia**

Frecuencia	H FP (%)	HL FP (%)	L FP (%)	LH FP (%)
15	0,19192	0,34728	0,49136	0,3480
30	0,17136	0,30088	0,39296	0,3004
45	0,16496	0,28664	0,35546	0,2869
60	0,16344	0,27984	0,33312	0,2800
145	0,16320	0,27832	0,29544	0,2782
230	0,16800	0,29120	0,29288	0,2898
315	0,17840	0,30120	0,29448	0,3007
400	0,18464	0,31280	0,29808	0,3108

Fuente: elaboración propia.

Los valores de factor de potencia, están debajo de los valores recomendados y su variación entre cada frecuencia de prueba no son significantes.

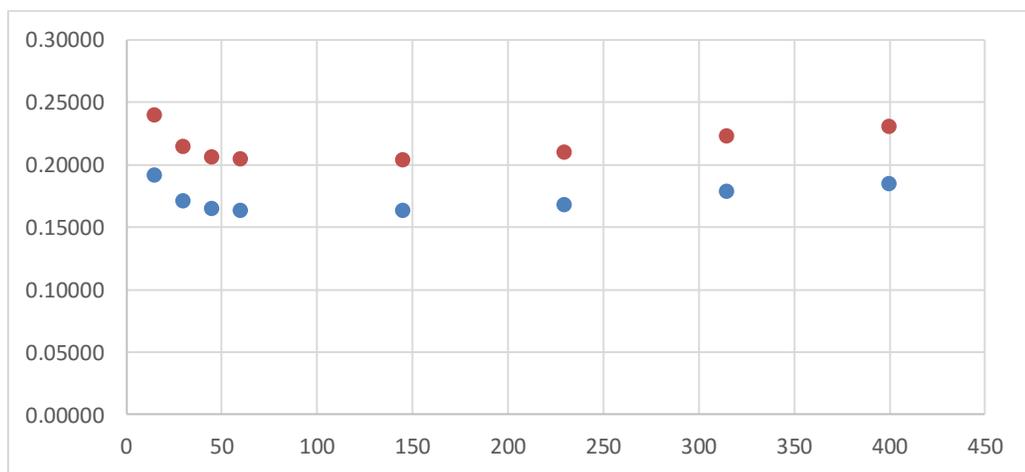
Tabla II. **Corrección del factor de potencia, de la prueba de barrido de tensión**

V(KV)	Frecuencia (Hz)	H FP corr (%)	HL FP corr (%)	L FP corr (%)	LH FP corr (%)
2,00	60	0,1635	0,2800	0,3322	0,2790
4,00	60	0,1635	0,2798	0,3332	0,2803
6,00	60	0,1634	0,2805	0,3332	0,2798
8,00	60	0,1638	0,2807	0,3335	0,2800
10,00	60	0,1644	0,2813	0,3346	0,2805
12,00	60	0,1649	0,2816	0,3350	0,2813

Fuente: elaboración propia.

Al realizar la corrección del factor de potencia, los valores medidos disminuyen proporcionalmente al factor K aplicado, lo que refleja que los valores de factor de potencia referidos a una temperatura de 20 °C, son aun menores. Es decir reflejan un estado aún mejor del transformador de potencia.

Figura 1. **Comparación del factor de potencia**



Fuente: elaboración propia.

Al realizar la corrección del factor de potencia, los valores medidos disminuyen proporcionalmente al factor K aplicando, lo que refleja que los valores de factor de potencia referidos a una temperatura de 20 °C, son aun menores. Es decir reflejan un estado aún mejor del transformador de potencia.

Apéndice 2. **Sistema de protección para el transformador**

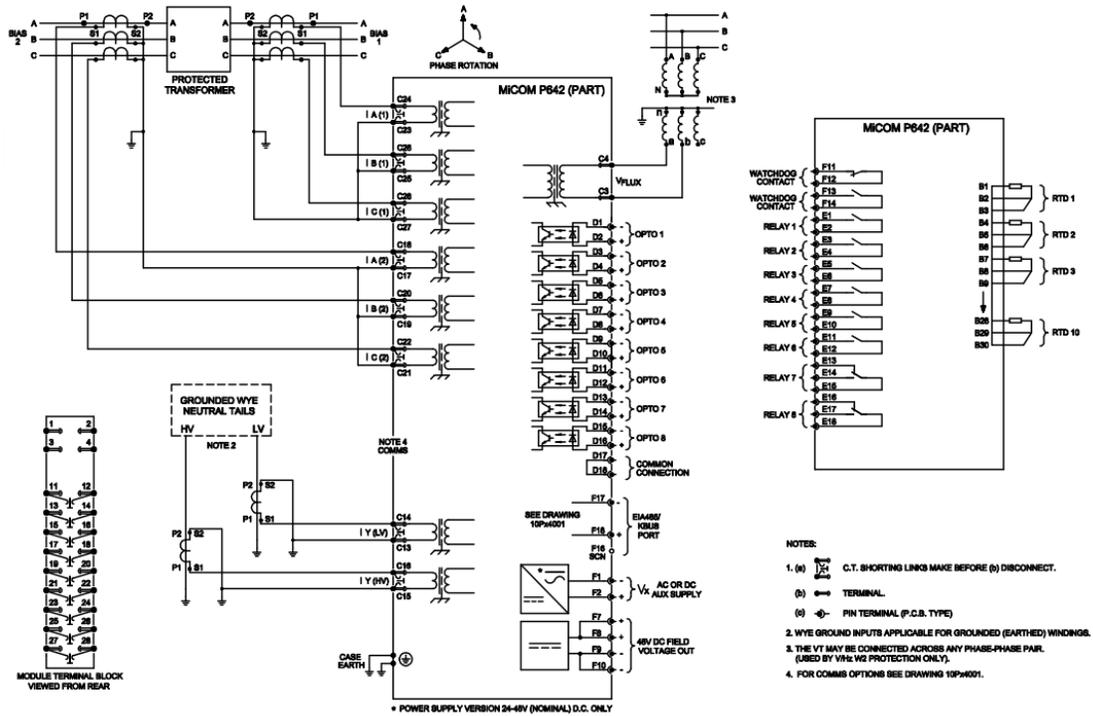
El sistema de protección para unos transformadores está compuesto por un relé de protecciones, un interruptor de potencia, seccionadores, pararrayo y transformadores de medida y control. Cuyas características técnicas se encuentran en el inciso 2,6 subestación de conexión.

Para transformadores superiores a 5 MVA, el sistema de protección debe abarcar las siguientes eventualidades:

- Sobrecarga
- Sobrecorriente
- Falla a tierra
- Diferencial

Para lo cual es necesario instalar un relé de protecciones, como el relé MiCom P642, del fabricante *Schneider Electric*, el cual abarca una alta gama de protecciones que incluye las anteriormente mencionadas. El diagrama de conexión del relé es el que comprende la figura 2.

Figura 2. Diagrama de conexión relé de protección P642

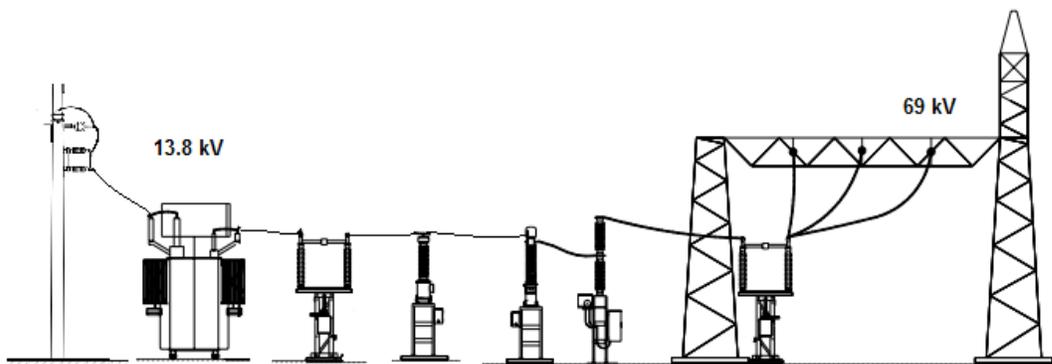


Fuente: Schneider Electric.

El diagrama de la figura 2, muestra la conexión de los transformadores de corriente (CT) y los transformadores de potencia (PT), entre transformador de potencia que se desee proteger el relé de protecciones las salidas del relé de protecciones se conectan según los criterios del diseñador, hacia el interruptor de potencia. La coordinación de protecciones es decir los valores a los que el interruptor de potencia actúa ante una falla deben ser programados por el diseñador teniendo en cuenta la configuración de la subestación que se encuentra aguas arriba.

Apéndice 2. Subestación de conexión

Figura 1. **Propuesto de Bahía de subestación de conexión (vista de perfil)**



Fuente: elaboración propia.

En la figura se muestra el diseño de una subestación de transformación de barra simple, en la cual figuran los equipos necesarios para la conexión y protección del transformador de potencia. Seccionadores, transformador de potencia, interruptor de potencia, transformadores de corriente y transformadores de potencia.

ANEXOS

Anexo 1. Placa de datos del interruptor de potencia

ALSTOM	
SF6 INTERRUPTOR TIPO GL309F1P	
NÚMERO DE SERIE	140320
TENSIÓN	kV 72.5
CORRIENTE NOMINAL	A 2000
FRECUENCIA	Hz 60
VOLTAJE SOPORTADO A LA FRECUENCIA DE PODER	kV RMS 160
TENSIÓN DE AGUANTE AL IMPULSOR POR RAYO	kV pico 375
FACTOR DE DESPEJE DEL PRIMER POLO	1.5
CORRIENTE ADMISIBLE EN CORTO CIRCUITO	kA 40
DURACIÓN NOMINAL DE CORTO CIRCUITO	s 3
CORRIENTE NOMINAL DE CORTO CIRCUITO	kA 40
SIMÉTRICO	kA 47.4
ASIMÉTRICO	kA 104
CORRIENTE NOMINAL DE CIERRE EN CORTO CIRCUITO	kAp 6.25
CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN EN DISCORDANCIA DE FASES	kA 10
CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN EN LA LINEA DE CARGA	10
SECUENCIA DE OPERACIÓN	O - 0.3s - CO - 3min - CO
PRESIÓN DE OPERACIÓN DEL GAS SF6 A 20°C, 1013 hPa	MPa(abs) 0.74
MASA TOTAL DEL GAS SF6	kg 5.5
MASA TOTAL DE INTERRUPTOR	kg 830
ESTÁNDAR DE REFERENCIA	IEC 62271-100
AÑO DE FABRICACIÓN	2014
CLASIFICACIÓN	C2-M2
CLIENTE	NOVACOM
REFERENCIA ORDEN DE COMPRA	NVE016P01 Dtd 10.02.2014

ALSTOM T&D INDIA LTD, PADAPPAL, CHENNAI

Fuente: Subestación Escuintla 1, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

Anexo 2. **Placa de datos número 2, del interruptor de potencia**



Fuente: Subestación Escuintla 1, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

Anexo 3. Placa de datos de los transformadores combinados para medición y protección

TRANSFORMADOR COMBINADO 72,5kV ALSTOM

TIPO KOTEF-72 N° 5192158020.10.1 AÑO 2014		RECONEXIÓN PRIMARIA TRANSFORMADOR COMBINADO	
U _{max.} 72,5 kV	FRECUENCIA 60 Hz	NORMA/AÑO ANSI C57.13/08	
NIV. AISL. 140/350/- kV	EXT 120%	I _{th} /t 16/1 kA/s	I _{dyn} 40 kA

<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>Terminal</th> <th>Relación</th> <th>Clase de Precisión</th> </tr> <tr> <td>H1 X1 Y1</td> <td>1 - 2</td> <td>0,3B1,8</td> </tr> <tr> <td>H2 X2 Y2</td> <td>1 - 2</td> <td>C200</td> </tr> </table>	Terminal	Relación	Clase de Precisión	H1 X1 Y1	1 - 2	0,3B1,8	H2 X2 Y2	1 - 2	C200			
Terminal	Relación	Clase de Precisión										
H1 X1 Y1	1 - 2	0,3B1,8										
H2 X2 Y2	1 - 2	C200										

P. Term. 750 VA	FACT. TENSIÓN 1,2Cont/1,5-30s
------------------------	--------------------------------------

<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>Terminal</th> <th>U_{prim.} (V)</th> <th>U_{sec.} (V)</th> <th>R_n</th> <th>Clase de Precisión</th> </tr> <tr> <td>H1 X1</td> <td>69000/√3</td> <td>120/√3</td> <td>575:1</td> <td>0,3Y</td> </tr> <tr> <td>H2 X2</td> <td>69000/√3</td> <td>120/√3</td> <td>575:1</td> <td>0,3Y</td> </tr> <tr> <td>Y1</td> <td>69000/√3</td> <td>120/√3</td> <td>575:1</td> <td>0,3Y</td> </tr> <tr> <td>Y2</td> <td>69000/√3</td> <td>120/√3</td> <td>575:1</td> <td>0,3Y</td> </tr> <tr> <td>Z1</td> <td>69000/√3</td> <td>120/√3</td> <td>575:1</td> <td>0,3Y</td> </tr> <tr> <td>Z2</td> <td>69000/√3</td> <td>120/√3</td> <td>575:1</td> <td>0,3Y</td> </tr> </table>	Terminal	U _{prim.} (V)	U _{sec.} (V)	R _n	Clase de Precisión	H1 X1	69000/√3	120/√3	575:1	0,3Y	H2 X2	69000/√3	120/√3	575:1	0,3Y	Y1	69000/√3	120/√3	575:1	0,3Y	Y2	69000/√3	120/√3	575:1	0,3Y	Z1	69000/√3	120/√3	575:1	0,3Y	Z2	69000/√3	120/√3	575:1	0,3Y			
Terminal	U _{prim.} (V)	U _{sec.} (V)	R _n	Clase de Precisión																																		
H1 X1	69000/√3	120/√3	575:1	0,3Y																																		
H2 X2	69000/√3	120/√3	575:1	0,3Y																																		
Y1	69000/√3	120/√3	575:1	0,3Y																																		
Y2	69000/√3	120/√3	575:1	0,3Y																																		
Z1	69000/√3	120/√3	575:1	0,3Y																																		
Z2	69000/√3	120/√3	575:1	0,3Y																																		

MANUAL 19402
ORDEN P1309593
ALTITUD DE OPERACIÓN ≤1000m
LÍNEA DE FUGA ≥1900mm
TIPO ACEITE/VOL. MINERAL NYTRO 4000A/50 L
M. TOTAL 300 kg

H1 = H4

Fuente: Subestación Escuintla 1, municipio de Escuintla, departamento de Escuintla.

