



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

**PLAN DE IMPLEMENTACIÓN PARA LA CREACIÓN DE LA UNIDAD DE
PRUEBAS ESPECIALES DE DIAGNÓSTICO DE LA EMPRESA DE
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA INDE**

Maynor Godoy Arias

Asesorado Por el Ing. Hugo Giovanni Chamo Castellanos

Guatemala, julio de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PLAN DE IMPLEMENTACIÓN PARA LA CREACIÓN DE LA UNIDAD DE
PRUEBAS ESPECIALES DE DIAGNÓSTICO DE LA EMPRESA DE
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA INDE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

MAYNOR GODOY ARIAS

ASESORADO POR EL ING. HUGO GIOVANNI CHAMO CASTELLANOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JULIO DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Hugo Giovanni Chamo Castellanos
EXAMINADOR	Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

PLAN DE IMPLEMENTACIÓN PARA LA CREACIÓN DE LA UNIDAD DE PRUEBAS ESPECIALES DE DIAGNÓSTICO DE LA EMPRESA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA INDE

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha mayo de 2011.



Maynor Godoy Arias

Guatemala 27 de mayo 2013

Universidad San Carlos De Guatemala
Facultad De Ingeniería
Directora del Departamento Estudio De Práctica Supervisada - EPS –
Inga. Sigrid Alitza Calderón de León
Presente.

Me dirijo a ustedes, saludándolos e informándoles que cumpliendo con la labor que me fuera asignada, de asesorar la Práctica Supervisada del estudiante Maynor Godoy Arias con carné 1994-16522 autorizada para seis meses. Titulado **PLAN DE IMPLEMENTACIÓN PARA LA CREACIÓN DE LA UNIDAD DE PRUEBAS ESPECIALES DE DIAGNÓSTICO DE LA EMPRESA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA INDE.** Este trabajo de graduación, ha sido revisado por mi persona y dado por finalizado el día 1 de julio de 2012. Por lo cual dejo en manos de quien corresponda, para hacer los oficios pertinentes en proceso de evaluación.

Agradeciendo su amable atención a la presente, me despido de ustedes.

Atentamente,



Ing. Hugo Giovanni Chamo Castellanos
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4297

Hugo Giovanni Chamo Castellanos
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4297



Ref. EIME 38. 2013
Guatemala, 26 de octubre 2012.

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

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
“PLAN DE IMPLEMENTACIÓN PARA LA CREACIÓN DE LA
UNIDAD DE PRUEBAS ESPECIALES DE DIAGNÓSTICO DE LA
EMPRESA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA INDE”,
del estudiante Mynor Godoy Arias que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia



STO



REF. EIME 38. 2013.

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; MYNOR GODOY ARIAS titulado: “PLAN DE IMPLEMENTACIÓN PARA LA CREACIÓN DE LA UNIDAD DE PRUEBAS ESPECIALES DE DIAGNÓSTICO DE LA EMPRESA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA INDE”, procede a la autorización del mismo.


Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 7 DE JUNIO 2,013.



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: **PLAN DE IMPLEMENTACIÓN PARA LA CREACIÓN DE LA UNIDAD DE PRUEBAS ESPECIALES DE DIAGNÓSTICO DE LA EMPRESA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA INDE**, presentado por el estudiante universitario: **Maynor Godoy Arias**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano



Guatemala, julio de 2013

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por ser la roca fuerte donde se cimenta mi vida y la de mi familia.
Mis padres	Catalino Godoy Garcia y Mercedes Arias Andrade. Por su amor y apoyo incondicional.
Mi esposa	Leslie Mireya Argueta Márquez. Por ser la fuente de amor y apoyo inagotable.
Mis hijos	Iván Alejandro y Angie Giselle. Por ser mi motivación constante.
Mis hermanos	Douglas, Sandra y Víctor Hugo Godoy por ser mis aliados de vida
Mis amigos	Anabela Córdova, Hugo Rivera, Ludwig Juárez, Giovanni Ramírez, Alvan Zeissig, Edgar Gutiérrez, Eduardo Castillo, Mynor Gonzales, Hugo Chamo y otros tantos, por estar siempre a mi lado.

AGRADECIMIENTOS A:

La Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser fuente de conocimiento y guía profesional.
Facultad de Ingeniería	Por enseñarme que la perseverancia es la fórmula para alcanzar el éxito.
Pueblo de Guatemala	Por sostener a mi casa de estudios.
Mi asesor	Por el seguimiento permanente al desarrollo de la presente.
Mis amigos de la facultad	Por ser el hombro y compañía a lo largo de mi vida académica y social.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. MANTENIMIENTO POR DIAGNÓSTICO.....	1
1.1. Pruebas de diagnóstico	3
1.1.1. Pruebas eléctricas	4
1.1.2. Pruebas mecánicas	4
1.1.3. Pruebas químicas	5
1.1.4. Técnicas por equipo de diagnóstico	5
1.1.5. Efectividad de mantenimiento por diagnóstico.....	7
1.1.6. Fundamentos de diagnóstico.....	9
1.1.7. Parámetros de monitoreo	11
1.2. Análisis de modo de fallos	12
1.2.1. Funciones	13
1.2.2. Categoría de consecuencias	15
1.2.3. Patrones de falla.....	16
1.3. Ventajas de implementación.....	17
1.4. Desventajas de implementación.....	18
2. PRUEBAS DE DIAGNÓSTICO	19
2.1. Aislamiento eléctrico.....	20

2.1.1.	Resistencia de aislamiento.....	21
2.1.2.	Corriente de aislamiento.....	23
2.1.3.	Absorción dieléctrica	24
2.1.4.	Índice de absorción y polarización	25
2.1.4.1.	Factores que afectan las pruebas	25
2.1.5.	Factor de potencia.....	28
2.1.6.	Descargas parciales.....	32
2.1.6.1.	Clasificación de descargas parciales ...	34
2.2.	Aceite dieléctrico	35
2.2.1.	Orígenes de los gases combustibles.....	36
2.2.2.	Fallas que originan gases combustibles.....	37
2.2.3.	Métodos de interpretación del análisis de gases.....	41
2.2.4.	Triángulo de Duval	44
2.2.5.	Análisis de rigidez dieléctrica	45
2.2.5.1.	Pruebas físicas.....	45
2.2.5.2.	Pruebas químicas.....	49
2.2.5.3.	Pruebas eléctricas.....	52
2.3.	Termografía infrarroja.....	56
2.3.1.	Importancia de la temperatura.....	57
2.3.2.	Ventajas	58
2.3.3.	Análisis de imagen infrarroja	60
2.3.4.	Aplicaciones	61
2.3.5.	Captura de imagen.....	63
2.3.6.	Mecanismos de transferencia de calor	64
2.4.	Puesta a tierra.....	68
2.4.1.	Capacidad de difusión.....	68
2.4.2.	Resistividad del terreno	70
2.4.3.	Influencia en el comportamiento eléctrico del suelo.....	72

	2.4.4.	Voltaje de contacto y de paso.....	72
3.		EQUIPOS DE DIAGNÓSTICO.....	77
	3.1.	Analizador M4000 doble.....	77
	3.1.1.	Modos doble de prueba.....	78
		3.1.1.1. Voltajes apropiados.....	81
	3.1.2.	Método doble máquinas rotativas.....	82
		3.1.2.1. Preparación de espécimen.....	83
	3.1.3.	Método doble boquillas.....	84
		3.1.3.1. Corrección por temperatura.....	86
		3.1.3.2. Collar caliente.....	87
	3.1.4.	Interruptores.....	89
		3.1.4.1. Los voltajes de prueba.....	91
		3.1.4.2. Corrección por temperatura.....	92
	3.1.5.	Transformadores de potencia.....	93
		3.1.5.1. Voltajes de prueba.....	95
	3.1.6.	Transformadores de potencial.....	96
		3.1.6.1. Voltajes de prueba.....	96
	3.1.7.	Transformadores de corriente.....	98
	3.1.8.	Apartarrayos.....	99
		3.1.8.1. Voltajes de prueba.....	102
	3.1.9.	Aisladores.....	103
	3.1.10.	Prueba doble relación de transformación.....	105
	3.2.	Transport X.....	107
	3.2.1.	Toma de muestra de aceite.....	108
	3.3.	Cámara térmica V384.....	115
	3.3.1.	Guía de inspección termográfica.....	115
	3.4.	Controlador de tierras y resistividad CA 6470.....	117
	3.4.1.	Medida de resistencia y continuidad.....	117

3.4.2.	Medida de resistividad del suelo	117
3.4.2.1.	Método de Schlumberger	118
3.4.2.2.	Método de Wenner	119
4.	MANTENIMIENTO POR DIAGNÓSTICO	121
4.1.	Estudio de organización	123
4.2.	Estructura orgánica	126
4.3.	Técnica de tabulación y análisis de resultados	131
4.3.1.	Reglas de diagnóstico	134
4.3.1.1.	Equipo objeto	134
4.3.1.2.	Variables	135
4.3.1.3.	Factores	136
4.3.1.4.	Parámetros.....	137
4.3.1.5.	Calificadores.....	137
4.3.1.6.	Fuentes de información.....	139
4.3.1.7.	Reglas de diagnóstico	139
4.3.1.8.	Análisis integral	140
4.3.1.9.	Informe de resultados.....	143
4.3.1.9.1.	Informe ejecutivo.....	148
4.4.	Fase docente	148
4.4.1.	Diseño plan de capacitación.....	149
4.5.	Ambiente de organización tecnológica.....	150
4.5.1.	Foro técnico.....	151
5.	PLAN DE CONTIGENCIAS	153
5.1.	Legislación guatemalteca.....	154
5.1.1.	Leyes generales relacionadas.....	155
5.2.	Descripción de la empresa.....	157
5.3.	Características del plan de contingencias	158

5.4.	Organización funcional de plan de contingencias.....	159
5.4.1.	Comité Institucional de Emergencias.....	159
5.4.2.	Comité Local de Emergencias	159
5.4.3.	Brigada de emergencias	160
5.4.4.	Flujo de información en emergencias	161
5.4.4.1.	Rutas de evacuación	162
5.4.4.2.	Puntos de encuentro.....	162
CONCLUSIONES		163
RECOMENDACIONES		165
BIBLIOGRAFÍA		167

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Seis patrones de falla.....	16
2.	Circuitos equivalentes simplificados de aislamiento.....	29
3.	Circuito equivalente de un dieléctrico.....	30
4.	Vectores de voltaje y corrientes de prueba RC en paralelo	31
5.	Descargas parciales presencia de burbuja	34
6.	Descargas parciales, presencia esfuerzo dieléctrico	35
7.	Descargas parciales, concentración campo eléctrico	35
8.	Fórmula del aceite.....	38
9.	Fórmula corona en el aceite.....	39
10.	Fórmula pirólisis del aceite.....	39
11.	Fórmula arqueo en el aceite.....	40
12.	Fórmula pirólisis de celulosa	41
13.	Pautas de la universidad del estado de California	43
14.	Triángulo de Duval	44
15.	Imagen infrarroja o termograma.....	60
16.	Conexiones deficientes	62
17.	Falla en <i>bushing</i>	62
18.	Falla en cuchilla unipolar.....	63
19.	Falla en apartarrayos	63
20.	Mecanismos de transferencia de calor.....	64
21.	Espectro electromagnético.....	67
22.	Resistividad de un cubo de terreno de 1 metro de arista	71
23.	Voltaje de contacto.....	74

24.	Voltaje de paso.....	75
25.	Voltaje de malla y de transferencia	76
26.	Equipo M4000	78
27.	Modo de prueba GST-GROUND.....	79
28.	Modo de prueba GST-Guard	80
29.	Modo de prueba UST	80
30.	Conexión generador trifásico	83
31.	Prueba general de las boquillas recomendados.....	85
32.	Prueba de aislamiento de la toma C2 de una boquilla	85
33.	Collar doble estándar con anillos alargados	88
34.	Prueba de boquillas con collar caliente, GST	88
35.	Prueba a interruptor cerrado de interruptores en aceite	89
36.	Prueba UST a interruptor SF6 tanque muerto	90
37.	Prueba doble de tp capacitivo.....	97
38.	Apartarrayos, conjuntos de 1 y 2 unidades	103
39.	Prueba de un aislante de suspensión.....	104
40.	Conexiones prueba de relaciones de transformación.....	106
41.	Transport X.....	107
42.	Accesorios Transport X	108
43.	Extracción de muestra	109
44.	Purga de aceite con sedimentos	110
45.	Desconexión de jeringa.....	110
46.	Cierre de válvula 3 vías.....	111
47.	Extracción de aceite.	111
48.	Conector retráctil hembra.....	112
49.	Conector macho de válvula de conexión rápida.....	113
50.	Botella de prueba con conectores.....	114
51.	Lista de resultados en pantalla.....	114
52.	V384 cámara térmica.....	115

53.	Cámara térmica V384	115
54.	Panel de control CA 6470.....	117
55.	Conexiones posición mΩ.....	117
56.	Método de Schlumberger	118
57.	Método de Wenner.....	119
58.	Estructura organizativa	128
59.	Ciclo de mantenimiento predictivo	133
60.	Histograma para factor de potencia en transformadores.....	137
61.	Esquemático pruebas a transformador de potencia.....	141
62.	Desglose esquemático segundo nivel.....	142
63.	Desglose esquemático segundo nivel B	142
64.	Portada informe técnico	144
65.	Índice informe técnico	145
66.	Inspección visual	146
67.	Representación gráfica de datos.....	147

TABLAS

I.	Parámetros de monitoreo	11
II.	Valores básicos por sistema de aislamiento.....	22
III.	Compuestos medible en el aceite	38
IV.	Rango de calibración	42
V.	Listado de voltajes de prueba.....	86
VI.	Voltajes de prueba doble interruptores en aceite	91
VII.	Modos de prueba doble interruptores en aceite	92
VIII.	Voltajes de prueba de FP doble transformadores de potencia.....	95
IX.	Voltajes de prueba doble para TP de línea a línea	97
X.	Voltajes de prueba doble para TC de tipo seco	98
XI.	Voltajes de prueba doble para apartarrayos.....	102

XII.	Tabla de calificadores	138
XIII.	Regla de diagnóstico para aceite de transformador	140
XIV.	Datos técnicos del espécimen.....	146
XV.	Datos recolectados.....	147
XVI.	Datos generales de la empresa	157
XVII.	Personal permanente en edificio.....	158
XVIII.	Factores de riesgos predominantes	158

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
θ	Ángulo de fase
A	Área
a	Área de de alta energía
b	Área de de baja energía
S	Área superficial
C₁ y C₃	Boquillas de entrada interruptor
d	Calentamiento
CP	Capacitancia equivalente en paralelo de la muestra de aislamiento
Cs	Capacitancia equivalente en serie de la muestra de aislamiento
C₂ y C₄	Capacitores de gradiente (entre los contactos)
I₃	Columna vertical de aisladores.
IC	Componente capacitiva o en cuadratura de la corriente total
IR	Componente resistiva o en fase (de pérdida) de la corriente total
K	Conductividad térmica del material
S₁ y S₂	Conmutadores del resistor de pre inserción
k	Constante
h	constante de Planck, ($h = 6,63 \times 10^{-34}$ Js)
IT	Corriente total en amperios
DPc	Descargas corona

$T_1 - T_2$	Diferencia de temperatura
$^{\circ}\text{K}$	Grados Kelvin
Js	Julios segundo
L	Longitud de la trayectoria de conducción
λ	Longitud de onda
mΩ	Mili Ohm (1×10^{-6} Ohm)
Ω	Ohm
pm	Picometros (1×10^{-12} metros)
P	Potencia de pérdidas
R	Resistencia en Ohm
RP	resistencia equivalente en paralelo de la muestra de aislamiento
Rs	Resistencia equivalente en serie de la muestra de aislamiento
ρ	Resistividad
ρ_s	Resistividad superficial del terreno
R₁ y R₂	Resistores de pre inserción.
T	Temperatura
T_a	Temperatura ambiente
E	Tensión aplicada en voltios
R₃	Tubo de suministro de gas o aire
c	Velocidad de la luz
Vc	Voltaje de contacto
Vp	Voltaje de paso

GLOSARIO

AGD	Análisis de Gases Disueltos
AMFE	Análisis modal de fallos y efectos.
BIL	Siglas en inglés que significan nivel básico de impulso. Especificación que determina la capacidad de aislar, o la tensión pico que el equipo soporta sin que pierda sus características de aislamiento eléctrico.
CFE	Comisión Federal de Electrificación.
CPM	Siglas de ciclo de mantenimiento predictivo.
DP	Descargas parciales que son descargas internas de carácter eléctrico que afectan el aislamiento sólido, que se producen en el interior del equipo de potencia.
EHV	Siglas en inglés que significan extra alta tensión.
HV	Siglas en inglés que significan alto voltaje.
IR	Infrarrojo.

KPI	Siglas en inglés que significan indicadores clave de desempeño, y miden el nivel de desempeño en un proceso.
LTC	Siglas en inglés que significan selector cambiadores de tomas instalados en transformadores de potencia y transformadores reguladores de tensión, de todos los niveles de tensión y de potencia.
LV	Siglas en inglés que significan bajo voltaje.
Naftenos	Hidrocarburos saturados con cadena cerrada que contienen de 1 a 6 anillos, los cuales pueden tener una o más cadenas laterales lineales o ramificaciones.
OT	Siglas de Orden de Trabajo que es un listado predefinido de actividades cotidianas dirigida a los departamentos de mantenimiento.
<i>Outsourcing</i>	Palabra en inglés que significa la subcontratación o tercerización es el proceso económico, en el cual una empresa mueve o destina los recursos orientados a cumplir ciertas tareas hacia una empresa externa por medio de un contrato.
Parafinas	Hidrocarburos saturados, que presentan enlaces simples carbono-carbono, capaces de reaccionar en condiciones experimentales apropiadas.

Parámetro	Es un dato que es tomado como necesario para analizar o valorar una situación.
ppm	Dimensional que determina la medida de concentración de la sustancia que hay por cada millón de unidades del conjunto.
Punto de rocío	Temperatura a la que empieza a condensarse el vapor de agua contenido en el aire, produciendo rocío, neblina o, en caso de que la temperatura sea lo suficientemente baja, escarcha.
RCM	Siglas en inglés que significan Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad.
SGTA	Software Gráfico de Tendencia y Análisis.
SIL	Del inglés <i>Switching Impulse Level</i> , similar al BIL excepto que con un aumento de conmutación, por lo general 200 - 2 000 microsegundos.
SSU	Segundos Saybol Universales, es el dimensional de medición de la viscosidad.
TC	Transformador de corriente mide grandes valores de amperaje, con aparatos de medida de bajo alcance, y brinda separación entre el circuito de medición y la alta tensión.

TP

Transformador de medición de potencial, su objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos conectados a su secundario.

RESUMEN

La finalidad del presente trabajo, es proporcionar pasos óptimos como guía para la estructuración de un equipo de trabajo dedicado a las pruebas especiales de diagnóstico, en la empresa de generación de energía eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

Iniciando con definir la estrategia de mantenimiento a seguir, la más utilizada por la naturaleza de las pruebas, es el llamado mantenimiento por diagnóstico, el cual combina las ventajas de la filosofía correctiva y preventiva; con el fin de lograr el máximo tiempo de operación del equipo, haciendo referencia a las ventajas y limitaciones de las diferentes técnicas predictivas, y los diferentes indicadores a monitorear. Luego, con el principio que dicta; que las fallas no son repentinas, que se produce un síntoma que antecede a la misma, se desarrollaron los principios básicos de las pruebas eléctricas, mecánicas y fisicoquímicas.

Posteriormente se relacionaron los principios básicos de las pruebas con los respectivos equipos comerciales adquiridos por la institución, resumiendo la información proporcionada por los fabricantes, en sus manuales de usuario y documentación recaudada en las capacitaciones de uso del equipo, respecto a los tipos de mediciones que pueden realizar cada uno, así como sus metodologías de uso, describiendo algunos pasos de operación, y conexiones recomendadas para la realización de las mediciones.

Y finalmente se resumió en 5 pasos básicos, la Guía de la implementación de la Unidad de Pruebas Especiales de Diagnóstico, el primer paso fue el

análisis generalizado de medio en que opera la Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE) actualmente, para conocer la estructura interna en la cual se implementará el sistema, con el fin de cubrir las necesidades de la empresa, en segundo paso se desarrollo una estructura técnico administrativa mínima recomendada, pero funcional de operación, en el tercer paso se bosqueja el método de tabulación y análisis de resultados recomendado, llamado tentativamente sistema integrado de diagnóstico, que tiene como columna vertebral las reglas de diagnóstico que es un método de calificación integral.

En el cuarto paso se desarrollo la teoría práctica para planificar, calificar y ejecutar un plan de capacitación eficiente, finalizando con el planteamiento de la necesidad de crear un ambiente tecnológico y organizado, para enlazar al personal involucrado en el mantenimiento geográficamente disperso, pero unificado por sus ideas, almacenando sus conocimiento en forma significativa, centralizándolo de forma que sea accesible en un formato unificado, y todo esto protegido y potenciado a través de la Intranet del INDE.

OBJETIVOS

General

Proporcionar los pasos óptimos a seguir, como guía para la estructuración de las bases de un equipo de trabajo dedicado a las pruebas especiales de diagnóstico, enfocados en establecer el estado real de los equipos de potencia de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE.

Específicos

1. Definir las ventajas y desventajas que representa la estrategia de mantenimiento por diagnóstico o predictiva, y considerarlo como un complemento al sistema de mantenimiento planificado.
2. Desarrollar los principios básicos de las pruebas eléctricas, mecánicas y fisicoquímicas que se les puede efectuar a los equipos de potencia, y así poder establecer la base teórica de los fenómenos que afectan a los mismos.
3. Relacionar los principios básicos de las pruebas con los respectivos equipos comerciales adquiridos por la institución, para resumir la información proporcionada por los fabricantes.
4. Hacer un estudio generalizado del medio en que opera EGEE actualmente, para conocer sus necesidades y sus capacidades, en la

cual se implementará el sistema, para recomendar pasos adecuados y ajustarse a estas necesidades y potencialidades apropiadamente.

INTRODUCCIÓN

Bajo el enfoque moderno de mantenimiento, se considera que no es el mal necesario de la planta, sino que, por el contrario, gracias a la ejecución de acciones oportunas y bien planeadas de mantenimiento, es posible garantizar la existencia misma de la planta, por lo que se hace evidente que las empresas que pretendan ser competitivas y mantenerse en el mercado, deberán adoptar una visión distinta y moderna del mantenimiento, por lo que ya no podrán seguir con prácticas obsoletas.

Tras el desarrollo de nuevas tecnologías, la generación eléctrica se ha visto bajo la influencia determinante de la electrónica, la automática y las telecomunicaciones, exigiendo mayor preparación en el personal, no sólo desde el punto de vista de la operación de la maquinaria, sino desde el punto de vista del mantenimiento, la enorme necesidad de explotar eficaz y eficientemente la maquinaria instalada en cada planta, y elevar a niveles superiores la actividad del mantenimiento para mantenerlas con una alta disponibilidad. Es decir, el mantenimiento correcto en el momento correcto; ni más, ni menos del requerido, ni antes, ni después de ser realmente necesario. Ahora, es ineludible reducir los costos de mantenimiento, pero, sin sacrificar la confiabilidad de la operación.

Dentro del plan estratégico de la superintendencia de operación y mantenimiento de EGEE, se propone desarrollar un equipo de trabajo destinado al estudio de fallas y análisis de tendencias, para obtener conclusiones y dar sugerencias o soluciones a los técnicos e ingenieros de planta, basados en la filosofía de mantenimiento por condición o predictivo, dado que los equipos

están constantemente expuestos a la temperatura a la que operan, los esfuerzos mecánicos y eléctricos, como los arranques, paros, altas corrientes de operación, y el ataque de agentes químicos o ambientales.

Por lo que el objetivo principal de este documento, es proporcionar los pasos óptimos a seguir, como guía para la estructuración de las bases de un equipo de trabajo, dedicado a las pruebas especiales de diagnóstico, con un completo portafolio de servicios, dedicado a aumentar la vida útil y garantizar la confiabilidad de operación de los equipos de potencia vitales de las centrales de generación del INDE, bajo el manejo de altos estándares de calidad y un *Know how* diferenciado.

1. MANTENIMIENTO POR DIAGNÓSTICO

En la actualidad, el mantenimiento preventivo abarca gran parte del mercado, y en EGEE esto no es distinto, principalmente por ser una metodología consolidada y de la cual se tiene un alto grado de experiencia. En esta estrategia, se interviene a la maquinaria periódicamente (en verano dada la falta de lluvias) para inspeccionar y reemplazar componentes, aún cuando se encuentre operando satisfactoriamente, y así evitar su indisponibilidad en pleno invierno por falla.

Entidades con una gestión de proceso más desarrollada, han adoptado durante la última década un sistema por diagnóstico o mantenimiento predictivo, esta estrategia de mantenimiento evalúa la condición de la maquinaria y su evolución a través del tiempo, mediante el uso de diversas técnicas de diagnóstico y el estudio de la tendencia de los parámetros operacionales. En base a estas indicaciones, se programan las necesidades de mantenimiento de la maquinaria, que considera la ejecución de rutinas de mantenimiento en forma periódica a través del tiempo, las cuales pueden ser modificadas en su periodicidad y alcance, dependiendo del diagnóstico y estudio de tendencias que, de cada máquina en particular se tenga.

Esta última estrategia, es la que por la naturaleza de las pruebas es la recomendable, a lo cual se consideraran los requerimientos mínimos necesarios a seguir en la implementación de este tipo de filosofía o estrategia:

- Conocer los diferentes modos de falla y los efectos negativos que estos causan en la maquinaria.

- Conocer las ventajas y limitaciones de las diferentes técnicas de mantenimiento predictivo para así seleccionar la técnica más adecuada y justificable económicamente.
- Contar con un equipo de técnicos altamente competentes en las técnicas de mantenimiento predictivo.
- Apoyar a los círculos de mantenimiento con software especializado de gestión de mantenimiento.
- Contar con una planificación estratégica que guie la idea de mantenimiento programado complementado con la de mantenimiento predictivo.

Esta estrategia debe ser considerada como un complemento al sistema de mantenimiento planificado, y es menester señalar; que el ámbito de acción propio de este sistema, es el de aquella maquinaria que presenta por su forma de operación un deterioro paulatino de sus condiciones de funcionamiento.

Singular importancia recae sobre las máquinas. El auge que este tipo de mantenimiento ha tenido en los últimos años, es consecuencia directa del ahorro de recursos que se alcanza una vez que éste se encuentra consolidado al interior de las instituciones. En este sentido, existen estudios realizados en Estados Unidos que hablan de una reducción cercana al 30 por ciento de los costos en mantenimiento, cuando esta estrategia ha sido incorporada a una organización que mantenía un sistema de mantenimiento basado en el tiempo.

1.1. Pruebas de diagnóstico

Las modernas tecnologías de diagnóstico con alta especialización, destacan técnicas que se aplican con el objetivo de detectar fallas y defectos de maquinaria, en las etapas incipientes para evitar que las mismas se manifiesten catastróficamente durante la operación, que ocasionen paros de emergencia y tiempos muertos, causando impactos financieros negativos. Estas tecnologías permiten conocer el estado puntual de los equipos y maquinaria con que se está trabajando en tiempo real, en el momento de la medición y en base a características técnicas de operación, con el único fin de poder entender y analizar la información obtenida, para hacer una proyección de la tendencia a futuro.

El acceso a este tipo de información, permite generar gráficas con las cuales se puede:

- Detectar tendencias y patrones de comportamiento.
- Monitorizar el proceso, anticiparse a los eventos y hacer ajustes que mejoren la calidad.
- Detectar cambios en tiempo real.
- Determinar alertas en respuesta de anomalías de operación.

En resumen, se establece el estado real de las máquinas ayudando a la toma de decisiones, permitiendo responder a cuestionamientos tales como:

¿Qué máquinas necesitan operaciones de mantenimiento, cuál es la vida remanente de la misma, qué problemas presenta cada una, y en que componentes, cuál es la menor planificación de las reparaciones de la

maquinaria en las próximas paradas programadas, y en dónde se encuentran los problemas más graves de la planta?

Disponiendo de respuestas para este tipo de preguntas, el personal de mantenimiento puede incrementar de forma importante los resultados económicos de la planta, reduciendo el número y la duración de las salidas forzadas, aumentando la eficiencia, garantizando la disponibilidad, seguridad del ambiente laboral y reduciendo las acciones de mantenimiento. Todos estos cuestionamientos se responden con la materia prima que son las pruebas de diagnóstico, las cuales se dividen; entre pruebas eléctricas, mecánicas y químicas.

1.1.1. Pruebas eléctricas

Las más significativas son las de medición del aislamiento eléctrico (factor de potencia, vatios disipados, corrientes de fuga y resistencia de aislamiento). Estas pruebas se realizan con modernos equipos que utilizan procesadores para hacer más segura y rápida la ejecución, minimizando los tiempos de desconexión y cancelando la interferencia de campos externos. Su análisis indica la degradación o contaminación de los materiales aislantes.

Otras pruebas eléctricas como relación de transformación, resistencia de devanados, corriente de excitación, entre otras; permiten confirmar o identificar la ubicación del problema una vez detectado.

1.1.2. Pruebas mecánicas

Es conocido que a través del uso de técnicas como; análisis de vibraciones, termografía infrarroja, ultrasonido (activo y pasivo), tribología para

los aceites hidráulicos y lubricantes, así como otras técnicas menos conocidas aún, pero igualmente útiles, se determinan las condiciones de operación de los equipos, con el fin de hacer transparentes las y conocer su condición real de operación.

1.1.3. Pruebas químicas

Entre los componentes más importantes del sistema, se encuentran los transformadores de potencia, en los cuales el aceite por su función dieléctrica y refrigerante, es uno de los principales elementos a monitorear. Análisis de furanos, cromatografía de gases, pruebas físico químicas y azufre corrosivo, se han constituido en las herramientas más valiosas para evaluar el comportamiento de los transformadores, existiendo una gran variedad de criterios de diagnóstico para cada tipo de fallas. La cromatografía líquida, se utiliza para evaluar la cantidad de furanos disueltos en el aceite, indicando la degradación de la celulosa y la estimación de vida remanente, así como la medición de la cantidad de inhibidor presente en el aceite.

1.1.4. Técnicas por equipo de diagnóstico

El requisito para que se pueda aplicar una técnica predictiva, es que la falla incipiente genere señales o síntomas de su existencia, tales como; alta temperatura, ruido, vibración, partículas de desgaste, alto amperaje, entre otros. Las técnicas para detección de fallas y defectos en maquinaria, varían desde la utilización de los sentidos humanos, hasta la utilización de datos de control de proceso y de control de calidad, el uso de herramientas estadísticas.

A continuación se muestran las pruebas predictivas por equipo de diagnóstico, factibles de desarrollar según los equipos con que cuenta la institución:

- Cámara termográfica
 - Detección de conexiones flojas.
 - Detección de fallas por corrosión.
 - Detección de suciedad en conexiones y/o en contacto.
 - Detección de pérdidas dieléctricas
 - Corroboración de temperatura de transformadores.
 - Detección de humedad.
 - Mal funcionamiento de radiadores.

- Doble M4000
 - factor de potencia
 - Medición de capacitancia
 - Relación de vueltas
 - Reactancia de fuga
 - Corriente de excitación

- TTR 2795
 - Medida de relación de transformación
 - Detección de conexión de arrollamientos

- Transport X
 - Cromatografía de gases
 - Metano
 - Etano
 - Etileno

- Acetileno
 - Monóxido de carbono
 - Dióxido de carbono

- OTS60PB Megger
 - Medidor de rigidez dieléctrica
 - Pruebas eléctricas
 - Tensión de ruptura
 - Factor de potencia
 - Tendencia a la gasificación
 - Resistividad
 - Impulso eléctrico

- Controlador de tierras CA 6470
 - Medición de resistencia de tierra
 - Medición de resistividad del suelo

1.1.5. Efectividad de mantenimiento por diagnóstico

Para que un programa de mantenimiento se considere efectivo, este debe incrementar la confiabilidad y el desempeño operacional de la maquinaria, mientras que al mismo tiempo se reducen costos de mantenimiento. Por lo tanto, en la implementación es necesario determinar en qué equipos, se justifica la implementación, su selección se realiza con base en la criticidad de los mismos y en la disponibilidad de datos para realizar los análisis. La efectividad de la aplicación de este programa de mantenimiento, se evidencia al enumerar los equipos que son factibles de evaluación, los cuales son:

- Generadores eléctricos
- Transformadores de potencia
- Aceites dieléctricos
- Interruptores
- Transformadores de medición
- Pararrayos
- Seccionadores
- Motores

La efectividad de la aplicación dependerá también de la inversión a realizar, puesto que existen 2 formas de monitorear y estas son:

- Diagnóstico puntual
- Monitoreo en línea

El diagnóstico puntual, es el tipo de diagnóstico más común, también conocido como fuera de línea, se realiza según una rigurosa planeación en un programa específico, en el cual se aplica:

- Documentar información de equipos.
- Documentar planes y rutinas de mantenimiento.
- Organizar historiales referentes a trabajos realizados.
- Generar una gran cantidad de consultas gráficas y reportes relacionados con el historial mantenimiento.

Todas aquellas actividades cotidianas que implican la toma de una medición, como: temperaturas, amperajes, resistencias de aislamiento, desgastes, holguras entre otras. Estas actividades se denominan como

predictivas o por diagnóstico, ya que con base en los valores obtenidos se puede predecir una tendencia hacia la falla.

Los programas dedicados a mantenimiento, tienen la capacidad de graficar dichos valores, alertando sobre todos aquellos equipos que tienen alguna medición fuera o cercana a límites preestablecidos, permitiendo generar oportunamente las ordenes de trabajo correspondientes de revisión o reparación.

El monitoreo en línea, este en la actualidad es el más costoso que el puntual, este también se podría llamar diagnóstico con garantía en operación. La técnica consiste en introducir equipo de diagnóstico para monitoreo de la condición en forma continua; esto quiere decir que mientras equipos y maquinaria estén funcionando, se podrán observar todos los parámetros previamente determinados en tiempo real, bajo carga e introducir desde la central de monitoreo las correcciones pertinentes a través de servomecanismos.

1.1.6. Fundamentos de diagnóstico

Para toda persona involucrada en mantenimiento, es bien sabido que los factores determinantes para un buen diagnóstico son: lo que falla no son los equipos o las, si no sus componentes y que a una falla generalmente le antecede un síntoma.

Los fundamentos de diagnóstico, consisten en controlar, analizar, e interpretar estos síntomas, para posteriormente definir los cursos alternos de acción. Por lo que se vuelve evidente que la atención se focalizará en la correcta captura de datos para evidenciar los síntomas. Los nodos de captura,

son computadores portátiles, que por medio de software dedicado, gestionan un vasto conjunto de datos. El software de la aplicación permite el tratamiento masivo de información, donde las tendencias de los parámetros predictivos más significativos se convierten en el elemento de detección rutinaria más eficaz, logrando así una correcta aplicación del siguiente ciclo de operación:

- Adquisición de datos.
- Manipulación de los datos.
- Detección de la condición.
- Determinación de la condición de “salud”.
- Pronóstico de condición.
- Generación de avisos.
- Clasificación de defectos y causas de falla.
- Tabulación y almacenaje de historiales por equipo.

Es necesario diferenciar entre información y datos. Cuando se refiere a datos, son valores de vibración, temperatura, número de partículas, decibeles y niveles de alarmas. Información es, el resultado de la interpretación y análisis de esos datos que describen la condición de la máquina.

Los datos son valiosos para el técnico analista, la información tiene valor para todos los demás. Se considera información cuando existen respuestas precisas a preguntas como: ¿existe alguna falla, cuál es la falla y su severidad, cuándo se espera que falle, cuáles son las recomendaciones para su reparación? Ahora, en la era de la informática, se cuenta con redes de comunicación en prácticamente todas partes, transmisión de datos por red, sincronización de bases de datos, y otras. Ahora la información puede estar en todas partes.

1.1.7. Parámetros de monitoreo

Un parámetro es uno o varios datos que se toman como necesarios para analizar o valorar una situación. A partir de un parámetro, se puede identificar, en una familia de elementos, a cada uno de ellos mediante su valor numérico y se transforma en un parámetro estadístico si sus valores numéricos son representativos dentro de una población de especímenes, en este caso especial, máquinas, y que permite modelar su realidad, ya sea de condición o estado.

Tabla I. Parámetros de monitoreo

Parámetros eléctricos	Parámetros mecánicos	Parámetros químicos
Voltaje	Vibraciones	Acidez
Frecuencia	Aceleración	Alcalinidad
Amperaje	Velocidad	Conductividad
Potencia	Caudal	Resistividad
Capacitancia	Tensión	Humedad
Factor de potencia	Deformación	

Fuente: elaboración propia.

La utilidad de los parámetros, se encuentra ante la dificultad para manejar una gran cantidad de datos individuales. Este tipo de parámetros permite obtener un panorama general y realizar comparaciones y predicciones. El subsiguiente paso, es por lógica la respectiva parametrización dentro de una base de datos, que permitirá la organización y estandarización de la información ingresada en un mismo sistema, dando la posibilidad de realizar distintos tipos de consulta y obtener resultados fiables.

Los parámetros obtenidos en este caso, son de orden eléctrico, mecánico y químico; pero en función del proceso y de los equipos y maquinaria, estos pueden ser muy diversos tal como se muestra en la tabla I.

1.2. Análisis de modo de fallos

Es el proceso que permite determinar cuáles son las tareas de mantenimiento adecuadas para cualquier activo físico. Existen metodologías establecidas a nivel internacional de gran renombre, como:

- Análisis Modal de Fallos y Efectos (AMFE).
- Mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM.

Estos son útiles para determinar las tareas de mantenimiento de los equipos, planteando preguntas básicas del proceso de su análisis, las cuales son:

¿Cuáles son las funciones deseadas para el equipo que se está analizando, cuáles son los estados de falla asociados con estas funciones, cuáles son las posibles causas de cada uno de estos estados de falla, cuáles son los efectos de cada una de estas fallas, cuál es la consecuencia de cada falla, qué puede hacerse para predecir o prevenir la falla, qué hacer si no puede encontrarse una tarea predictiva o preventiva adecuada?

Las metodologías muestran que muchos de los conceptos del mantenimiento que se consideraban correctos, son realmente equivocados. En muchos casos, estos conceptos pueden ser hasta peligrosos. Como la idea de que la mayoría de las fallas se producen cuando el equipo envejece, ha demostrado ser falsa para la gran mayoría de los equipos industriales.

Se debe tener un claro entendimiento del contexto en el que funciona el equipo. Por ejemplo, 2 activos idénticos operando en distintas plantas, pueden resultar en planes de mantenimiento totalmente distintos si sus contextos de operación son diferentes. Un caso típico, es el de un sistema de respaldo, que suele requerir tareas de mantenimiento muy distintas a las de un sistema principal, aún cuando ambos sistemas sean físicamente idénticos.

Entonces, antes de comenzar el análisis, se debe redactar el contexto operacional, breve descripción donde se debe indicar: régimen de operación del equipo, disponibilidad de mano de obra y repuestos, consecuencias de indisponibilidad del equipo, objetivos de calidad, seguridad y medio ambiente.

1.2.1. Funciones

El análisis de modo de fallos, comienza con la redacción de las funciones deseadas. Por ejemplo, la función de una bomba puede definirse como bombear no menos de 500 litros por minuto de agua. Sin embargo, la bomba puede tener otras funciones asociadas, como por ejemplo contener al agua (evitar pérdidas). En un análisis, todas las funciones deseadas deben ser listadas.

Las fallas funcionales o estados de falla, identifican todos los estados indeseables del sistema. Por ejemplo, para una bomba, los estados de falla podrían ser que es incapaz de bombear agua, bombea menos de 500 litros por minuto o no es capaz de contener el agua. Notar que los estados de falla están directamente relacionados con las funciones deseadas. Una vez identificadas todas las funciones deseadas de un activo, identificar las fallas funcionales, es generalmente muy sencillo.

El modo de falla es una posible causa por la cual un equipo puede llegar a un estado de falla. Por ejemplo, un impulsor desgastado es un modo de falla que hace que una bomba llegue al estado identificado por la falla funcional, bombea menos de lo requerido. Cada falla funcional, suele tener más de un modo de falla. Todos los modos de falla asociados a cada falla funcional, deben ser identificados durante el análisis.

Al identificar los modos de falla de un equipo o sistema, es importante listar la causa raíz de la misma. La razón es que el modo de falla listado, no da una idea precisa de por qué ocurre la falla. Es por ¿falta de lubricación, es por desgaste y uso normal, es por instalación inadecuada? Notar que este desglose en las causas que subyacen a la falla, sí da una idea precisa de por qué ocurre, y por consiguiente, que podría hacerse para manejarla adecuadamente.

Para cada modo de falla deben indicarse los efectos de falla asociados. El efecto de falla es una breve descripción de qué pasa cuando esta ocurre. Por ejemplo, el impulsor desgastado podría ser el siguiente: a medida que el impulsor se desgasta, baja el nivel del tanque, hasta que suena la alarma de bajo nivel en la sala de control. El tiempo necesario para detectar y repararla suele ser de 6 horas. Dado que el tanque se vacía luego de 4 horas, el proceso aguas abajo debe detenerse durante 2 horas. No es posible recuperar la producción perdida, por lo que estas 2 horas de parada, representan una pérdida. Los efectos de falla, deben indicar claramente cuál es la importancia que tendría la misma, en caso de producirse.

1.2.2. Categoría de consecuencias

La falla de un equipo puede afectar a sus usuarios de distintas formas:

- Consecuencias de seguridad.
- Consecuencias de medio ambiente.
- Consecuencias operacionales.
- Consecuencias no operacionales.

Además, existe una quinta categoría de consecuencias para aquellas fallas que no tienen ningún impacto cuando ocurren, salvo que posteriormente ocurra alguna otra falla. Por ejemplo, la falla del neumático de repuesto, no tiene ninguna consecuencia adversa, salvo que ocurra una falla posterior (pinchadura de la llanta de repuesto) que haga que sea necesario cambiar la misma. Estas fallas corresponden a la categoría de fallas ocultas.

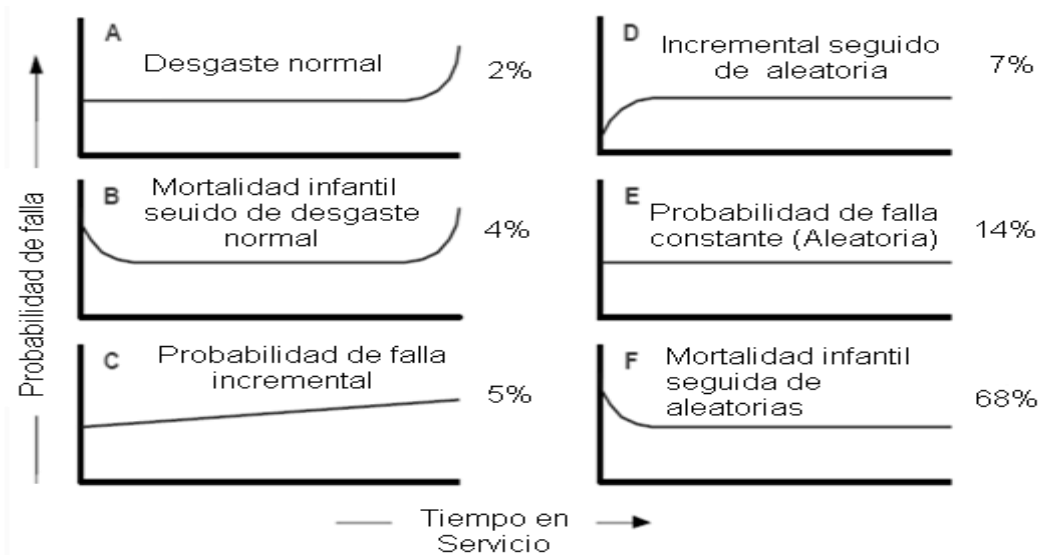
El orden en el que se evalúan las consecuencias es: seguridad, medio ambiente, operacionales, y no operacionales, previa separación entre fallas evidentes y ocultas.

El análisis bifurca en esta etapa: el tratamiento que se le va a dar a cada modo de falla, va a depender de la categoría de consecuencias en la que se haya clasificado, lo que es bastante razonable; no sería lógico tratar de la misma forma a fallas que pueden afectar la seguridad que aquellas que tienen consecuencias económicas. El criterio a seguir para evaluar tareas de mantenimiento, es distinto si las consecuencias de falla son distintas.

1.2.3. Patrones de falla

¿Cuál es la relación entre la probabilidad de falla y el tiempo? Tradicionalmente se pensaba que la relación era simple: a medida que el equipo es más viejo, es más probable que falle. Sin embargo, estudios realizados en distintas industrias muestran que la relación entre la probabilidad de falla y el tiempo de operación es mucho más compleja. No existen 1 o 2 patrones de falla, sino que existen 6 patrones de falla distintos, como se muestra en el informe original de *Nowlan & Heap*. Ver figura 1.

Figura 1. Seis patrones de falla



Fuente: MOUBRAY, Joe. Mantenimiento basado en la confiabilidad. p. 12.

En esta, se muestran los 6 patrones de falla. Cada patrón representa la probabilidad de falla en función del tiempo. Un patrón A, donde la falla se desarrolla como desgaste normal, patrón B tiene alta probabilidad de ocurrir al poco tiempo de su puesta en servicio (mortalidad infantil), y al superar una vida

útil identificable. Patrón C, donde se ve un continuo incremento en la probabilidad condicional de la falla. Patrón D, donde superada una etapa inicial de aumento de la probabilidad de falla, el elemento entra en una zona de probabilidad condicional de falla constante. Patrón E, patrón de falla aleatorio. Patrón F, alta probabilidad de falla cuando el equipo es nuevo seguido de una probabilidad condicional de falla constante y aleatoria.

1.3. Ventajas de implementación

La implementación de las técnicas predictivas requiere de una programación continua, de aparatos y personal, en donde todo se realiza mediante resultados. Las ventajas son:

- Las fallas se detectan en sus etapas iniciales, contando con suficiente tiempo para hacer la planeación y la programación de las acciones correctivas en paros programados y bajo condiciones controladas.
- Minimiza los tiempos muertos de las interrupciones del servicio.
- Minimiza el efecto negativo sobre la producción, y además garantiza mejor calidad de reparaciones.
- Las técnicas de detección del mantenimiento predictivo son en su mayor parte, técnicas en caliente; que significa que las inspecciones se pueden realizar con el equipo a plena potencia.
- El mantenimiento predictivo, es mantenimiento proactivo, ya que permite administrar las fallas antes de que ocurran en operación y no después como lo hace el mantenimiento reactivo.

- Reduce los costos de mantenimiento al permitir alcanzar el máximo ciclo de vida de equipos y maquinarias.
- Promulga la creación de historiales de comportamiento desplegando parámetros de variables que califican la condición real de los especímenes en cuestión.
- Con un análisis eficiente, se puede definir en qué etapa de su vida útil se encuentra dicho equipo.
- Incrementa sustancialmente el indicador de confiabilidad de los equipos.
- Disminuye el estrés causado por la presencia constante de emergencias.

1.4. Desventajas de implementación

Las desventajas inevitables, aunque menores en la implementación son; el alto costo inicial de equipos e instrumentos de diagnóstico, se requiere de personal especializado para operación, así como de capacitación constante en las técnicas de interpretación y diagnóstico.

2. PRUEBAS DE DIAGNÓSTICO

En su forma más simple, las pruebas de diagnóstico toman la forma de una prueba puntual. La mayoría de los profesionales de mantenimiento eléctrico, han hecho pruebas puntuales y el diagnóstico se limita a él espécimen está bien o está mal. Pero habiendo hecho este diagnóstico, ¿qué se hace sobre el caso? en sí es el equivalente a que el médico le diga que usted está bien o que está enfermo. Es una información mínima, pues se esperaría que se hiciera algunas pruebas minuciosas y determinar el por qué y qué hacer para curarlo.

Las pruebas de diagnóstico e inspecciones, son necesarios para determinar el grado de envejecimiento o fatiga de los equipos eléctricos, así como sus aislamientos, identificar la causa de dicho envejecimiento, para su posterior planificación y programación de acciones adecuadas, para corregir dicha situación. Aunque hay casos donde las fallas pueden ser repentinas, generalmente se van presentando gradualmente, lo que permite una advertencia suficiente si se prueba o inspeccionan las unidades periódicamente y apoyar los criterios de aceptación en la toma de decisiones en los Departamentos de Mantenimiento.

En el presente capítulo, se mostraran los principios básicos de cada una de las pruebas factibles para los equipos, mostrando sus bondades, y así poder racionalizar a que se refiere el desarrollo práctico de las mismas.

2.1. Aislamiento eléctrico

Se le denomina aislamiento a todo alambre eléctrico en una instalación, ya sea un motor, generador, cable, interruptor o cualquier cosa que esté cubierta con alguna forma de recubrimiento al paso de la tensión eléctrica. Aunque el alambre en sí es un buen conductor (generalmente de cobre o aluminio) de la corriente eléctrica que da potencia al equipo eléctrico, el aislamiento debe resistir la corriente y mantenerla en su trayectoria a lo largo del conductor.

El aislamiento eléctrico se degrada con el tiempo, debido a las distintas fátigas que se le imponen durante su vida normal de trabajo. El aislamiento está diseñado para resistir esas fátigas por un período de años, que se considera como la vida de trabajo de ese aislamiento. Esto con frecuencia dura décadas.

La fatiga anormal puede llevar a un incremento en este proceso natural de envejecimiento que puede acortar severamente la vida de trabajo del aislamiento. Por esta razón es buena práctica realizar pruebas regularmente para identificar si tiene lugar un incremento del envejecimiento y, si es posible, identificar si los efectos son reversibles o no, y así diagnosticar la condición, buscando pruebas de diagnóstico que sean lo más efectivas posible para indicar el grado de deterioro, su localización específica y el mecanismo que produce la degradación. El aislamiento de los equipos tiene parámetros eléctricos que pueden medirse, tales como la capacitancia, pérdida dieléctrica y el factor de potencia, así como otras características no tan conocidas.

Mediante la detección de cambios en estas características eléctricas tan importantes, pueden detectarse los riesgos de que se produzcan fallas y, por

ende, prevenirse la pérdida del servicio al permitir la reparación ordenada o el reacondicionamiento del aislamiento defectuoso.

La interpretación de los resultados de las pruebas, conlleva al uso de guías basadas en información de la prueba correlacionada para el aislamiento de diversos tipos de equipos eléctricos. Debido a que el factor de potencia, es la relación entre la pérdida dieléctrica y los *volt-amperes* de carga y que, por lo tanto, es independiente de la cantidad de aislamiento objeto de la prueba, éste es el criterio más utilizado para evaluar el estado del aislamiento. Asimismo, la capacitancia, la resistencia de CA en paralelo, la pérdida dieléctrica y la corriente de carga total, también representan indicadores útiles de problemas de aislamiento.

2.1.1. Resistencia de aislamiento

Esta prueba es de gran utilidad para dar una idea rápida y confiable de las condiciones del aislamiento bajo prueba, la medición de esta resistencia independientemente de ser cuantitativa, también es relativa, ya que el hecho de estar influenciada por aislamientos, tales como porcelana, papel, aceite y barnices, la convierte en indicadora de la presencia de humedad y suciedad en esos materiales.

Se define como la resistencia en mega Ohm que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo dado, medido a partir de la aplicación del mismo; como referencia se utilizan los valores de 1 - 10 minutos.

La medición de la resistencia de aislamiento no se considera como una prueba de diagnóstico de la degradación del aislamiento, aunque en ciertos

casos y condiciones si puede serlo. Más bien, el valor absoluto de la resistencia de aislamiento y el índice de polarización, se usan para determinar la condición del aislamiento en cuanto a suciedad y humedad del mismo y decidir si el devanado es apto para operar o realizarle pruebas con tensiones elevadas.

La práctica usual es que cuando se vayan a realizar pruebas dieléctricas con tensiones equivalentes a la nominal del devanado o mayores, se mida previamente su resistencia de aislamiento, incluyendo el índice de polarización, para asegurar que el devanado se encuentra en buenas condiciones de limpieza y seco para prevenir un posible daño al aislamiento por el esfuerzo de la tensión. Asimismo, después de realizar las pruebas dieléctricas, se mide de nuevo la resistencia de aislamiento y el índice de polarización para comprobar que no hubo ningún efecto adverso al aislamiento por las pruebas. La tensión de prueba para la medición de resistencia de aislamiento debe ser siempre la misma; 1 000 VCD a 5 000 VCD, dependiendo de la tensión nominal de la máquina.

Tabla II. **Valores básicos por sistema de aislamiento**

Sistema de aislamiento	Resistencia de aislamiento	Índice de polarización
Asfalto-mica	kV + 1 MW	≥ 2,5
Poliéster ó Epoxi-mica	100 MW	≥ 4

ESPARZA, Marcos. *Diagnóstico integral del devanado de generadores eléctricos*.

<http://www.cigre.org.mx/uploads/media/11-01.PDF>. Consulta: Octubre de 2011

2.1.2. Corriente de aislamiento

A la corriente resultante de la aplicación del voltaje de corriente directa de un aislamiento, se le denomina corriente de aislamiento y consiste de 2 componentes principales:

- La corriente que fluye dentro del volumen de aislamiento.
- La corriente que fluye sobre la superficie del aislamiento y que se conoce como corriente de fuga.

Esta corriente al igual que la de conducción, permanece constante y ambas constituyen el factor primario para juzgar las condiciones de un aislamiento. La corriente que fluye dentro del volumen de aislamiento consta de:

- Corriente capacitiva. Es una corriente de magnitud comparativamente alta y de corta duración, que decrece rápidamente a un valor despreciable (máximo 15 segundos) conforme se carga el aislamiento, y es la responsable del bajo valor inicial de la resistencia de aislamiento. Su efecto es notorio en aquellos equipos que tienen capacitancia alta, por ejemplo, en cables de potencia de grandes longitudes.
- Corriente de absorción dieléctrica. Esta decrece gradualmente, desde un valor relativamente alto, a un valor cercano a cero, siguiendo una función exponencial. Generalmente los valores de resistencia obtenidos en los primeros minutos de una prueba, quedan en gran parte determinados por la corriente de absorción. Dependiendo del tipo y volumen del aislamiento, esta corriente tarda desde unos cuantos

minutos a varias horas en alcanzar un valor despreciable; sin embargo, para efectos de prueba, se puede despreciar el cambio que ocurra después de 10 minutos.

- Corriente de conducción irreversible. Esta corriente fluye a través del aislamiento y es prácticamente constante y predomina después que la corriente de absorción se hace insignificante.

2.1.3. Absorción dieléctrica

La resistencia de aislamiento varía directamente con el espesor del aislamiento e inversamente al área del mismo; cuando repentinamente se aplica una tensión de corriente directa a un aislamiento, la resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse.

Graficando los valores de resistencia de aislamiento contra tiempo, se obtiene una curva denominada de absorción dieléctrica; indicando su pendiente el grado relativo de secado y limpieza o suciedad del aislamiento. Si el aislamiento está húmedo o sucio, se alcanzará un valor estable en 1 o 2 minutos después de haber iniciado la prueba, y como resultado se obtendrá una curva con baja pendiente.

Entre los factores que afectan la prueba y tienden a reducir la resistencia de aislamiento de una manera notable son: la suciedad, la humedad relativa, la temperatura y la inducción electromagnética; para la suciedad, es necesario eliminar toda materia extraña (polvo, carbón, aceite) que esté depositada en la superficie del aislamiento; para la humedad, se recomienda efectuar las pruebas a una temperatura superior a la de rocío. La resistencia de aislamiento varía inversamente con la temperatura en la mayor parte de los materiales

aislantes; para comparar adecuadamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento, es necesario efectuar las mediciones a la misma temperatura, o convertir cada medición a una misma base.

2.1.4. Índice de absorción y polarización

La pendiente de la curva de absorción dieléctrica, puede expresarse mediante la relación de 2 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 10 minutos a 1 minuto como índice de polarización.

El índice de polarización es muy útil para la evaluación del estado del aislamiento de devanados de generadores y transformadores, y es indispensable que se obtenga justo antes de efectuar una prueba de alta tensión en rotatorias.

2.1.4.1. Factores que afectan las pruebas

A menos que las mediciones de resistencia y absorción dieléctrica se realicen con suma habilidad, se presentarán fluctuaciones importantes provocadas por factores que se expondrán en los párrafos siguientes. Cada uno de esos factores puede ser causa de grandes errores en la medición de la resistencia de aislamiento, los cuales no deben considerarse como problemas del aparato de medición.

- Efecto de la superficie del aislamiento. Las sustancias tales como carbón, polvo o aceite, depositadas en las superficies aislantes pueden disminuir la resistencia de aislamiento. Este factor es particularmente

importante cuando se tienen superficies aislantes relativamente grandes, expuestas al ambiente. El polvo depositado sobre las superficies aislantes ordinariamente, no es conductor cuando está seco, pero cuando se expone a la humedad se vuelve particularmente conductor y decrece entonces la resistencia de aislamiento, por lo que se deberá eliminar toda materia extraña que esté depositada sobre el mismo, antes de efectuar la prueba.

- Efecto de la humedad. Una gran parte de los materiales utilizados en los sistemas de aislamiento como son; el aceite, papel, cartón y algunas cintas, son higroscópicos y por tanto capaces de absorber humedad y ocasionar una reducción en la resistencia de aislamiento. Actualmente se construyen equipos eléctricos con aislamientos que no absorben humedad, pero en caso de que la temperatura del devanado alcance un valor igual o inferior a la de punto de rocío, se puede formar una película de humedad sobre la superficie del aislamiento y así disminuir su resistencia. Este fenómeno se presenta en las boquillas de los transformadores cuando se tiene alta humedad en el ambiente, y el problema es más grave si la superficie está contaminada.
- Efecto de la temperatura. La resistencia del aislamiento varía inversamente con la temperatura en la mayoría de los materiales aislantes. Para comparar apropiadamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento, es necesario efectuar las mediciones a la misma temperatura, o convertir cada medición a una misma base.
- Potencial de prueba aplicado. La medición de la resistencia de aislamiento es en sí misma, una prueba de potencial y debe por lo tanto restringirse a valores apropiados que dependen de la tensión nominal de

operación del equipo que se va a someter a la prueba y de las condiciones en que se encuentra su aislamiento. Esto es importante particularmente para pequeñas o de baja tensión y para transformadores con su aceite aislante, que se encuentren húmedos. Si la tensión de prueba es alta, se puede provocar fatiga en el aislamiento. Los potenciales de prueba más comúnmente utilizados son de 500 a 5 000 volts de corriente directa.

- Efecto de la duración de aplicación de voltaje de prueba. Este efecto tiene importancia notable en el caso de las rotatorias grandes y en transformadores de potencia con aislamiento en buenas condiciones, sin embargo, en el caso de interruptores, apartarrayos y cables de pequeña longitud, este efecto carece de importancia, y por lo tanto, difiere de los primeros en que es recomendable efectuar las pruebas con duración mayor de un minuto.
- Efecto de la carga residual. Un factor que interviene en las mediciones de resistencia de aislamiento y absorción dieléctrica, es la presencia de carga previa en el aislamiento. Esta carga puede originarse porque el equipo trabaja aislado de tierra o por la aplicación del voltaje de C.D. en una prueba anterior. Por tanto, es necesario que antes de efectuar las pruebas se descarguen los aislamientos mediante una conexión a tierra.
- Efecto del envejecimiento. En el caso de aislamientos con aglutinantes semisólidos, se presenta un proceso de curado con el tiempo, el cual provoca un aumento en la corriente de absorción que toma el aislamiento y por lo mismo un decremento de la resistencia de aislamiento con el aumento de edad y algunos aislamientos pueden desarrollar fracturas, lo cual aumenta la corriente de fuga.

2.1.5. Factor de potencia

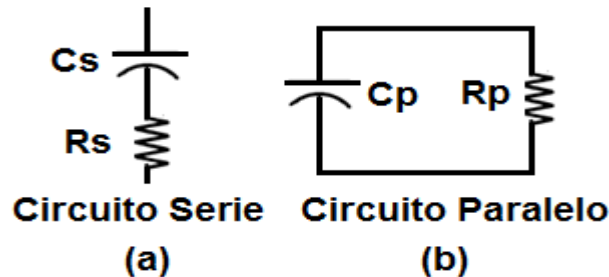
La prueba de factor de potencia es una buena herramienta para juzgar con mayor criterio las condiciones de los aislamientos, siendo particularmente recomendada para la medición de pérdidas dieléctricas en el aislamiento, detectando la degradación, envejecimiento, contaminación del mismo, pudiéndose afirmar que por estas características es más reveladora que la prueba de resistencia de aislamiento.

El propósito de esta prueba, es detectar fallas peligrosas en aislamientos por el método no destructivo, antes de que ocurran y de esta manera prevenir interrupciones del servicio eléctrico, además de permitir oportunamente el reacondicionamiento del aislamiento.

Los sistemas de aislamiento asociados a muchos tipos de equipos y dispositivos con alimentación de alto voltaje, constan a menudo de una mezcla de componentes heterogéneos. En consecuencia, es posible que un esquema completo y exacto del sistema de aislamiento de un equipo sea bastante complejo y difícil de crear; y quizás conste de una serie de resistores y capacitores conectados de distintas formas.

A los efectos de su discusión y análisis, es conveniente representar una muestra de aislamiento mediante un solo capacitor en combinación con un único resistor, el capacitor representa la capacitancia fundamental de la muestra, es decir, su capacidad de almacenar cargas separadas eléctricamente, mientras que el resistor representa las pérdidas por disipación del aislamiento cuando se aplica un voltaje. Tal como muestra la figura 2, existen 2 formas posibles de combinar un capacitor con un resistor:

Figura 2. Circuitos equivalentes simplificados de aislamiento

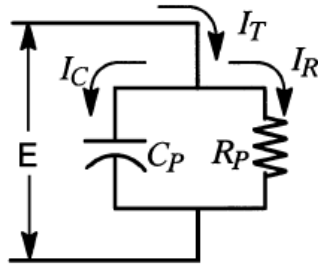


Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 14.

Una muestra de aislamiento que posee un factor de potencia determinado según la medición entre sus terminales, puede representarse de igual manera, ya sea mediante el circuito en serie que se muestra en la figura 2 (a) o mediante el circuito paralelo de la figura 2 (b). Los sistemas de aislamiento de equipos de alto voltaje, se eligen en parte por su baja pérdida dieléctrica (es decir, un factor de potencia bajo). En el caso de una muestra con un factor de potencia igual a cero, es decir, sin pérdidas por disipación, R_s en el circuito en serie equivalente, es igual a cero Ohm; mientras que R_p en el circuito paralelo equivalente es igual a infinito.

Por lo tanto, para un factor de potencia igual a cero, el valor de C_s es exactamente igual que C_p . En el caso de sistemas de aislamiento de equipos de alto voltaje que poseen un factor de potencia bajo, el C_s equivalente es esencialmente igual a C_p . Este circuito equivalente, se repite en la figura 3, que muestra los diversos parámetros de la corriente con respecto al voltaje de prueba aplicado, E :

Figura 3. **Circuito equivalente de un dieléctrico**



Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 15.

En donde:

E = voltaje de prueba

I_T = corriente total de la muestra

I_C = componente capacitiva o en cuadratura de la corriente total

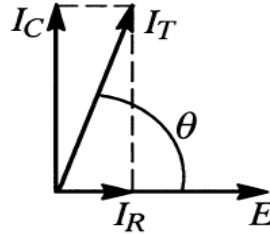
I_R = componente resistiva o en fase (de pérdida) de la corriente total

C_P = capacitancia equivalente en paralelo de la muestra de aislamiento

R_P = resistencia equivalente en paralelo de la muestra de aislamiento

El resistor del circuito dieléctrico equivalente de la figura 3, representa la pérdida de *watts* por disipación en el aislamiento cuando se aplica un voltaje. R_P representa lo que generalmente se considera no deseado en un dieléctrico. Debe tenerse en cuenta que cierta cantidad de pérdida mensurable, es normal para la mayoría de los dieléctricos y, por lo tanto, la existencia de una pérdida en sí, no implica necesariamente riesgos en el funcionamiento. En un capacitor perfecto o sin pérdidas, la corriente está adelantada exactamente 90 grados respecto del voltaje de prueba. En un resistor perfecto, la corriente y el voltaje están exactamente en fase. Como se ve, tanto el capacitor C_P como el resistor R_P se consideran perfectos. La figura 4, muestra la relación entre los diversos vectores de corriente y de voltajes de prueba E :

Figura 4. **Vectores de voltaje y corrientes de prueba RC en paralelo**



Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 16.

En un circuito eléctrico, al aplicar un voltaje de CA:

$$P_{Watts} = E \cdot I_T \cdot \cos \theta \quad 2.1$$

Donde:

- E: tensión aplicada
- I_T : corriente total
- θ : ángulo de fase
- P: potencia de pérdidas

El ángulo θ que se muestra en la figura 4, representa el ángulo de la fase entre el voltaje de prueba E aplicado a través de los terminales de la muestra dieléctrica, y la corriente total I_T que circula a través de ella. El $\cos \theta$ es, por definición, el factor de potencia. Por lo tanto el factor de potencia siempre será la relación de los *watts* de pérdidas entre la carga en *volts-amperes* y el valor obtenido de esta relación, será independientemente del área o espesor del aislamiento y dependerá únicamente de la humedad, la ionización y la temperatura:

$$\text{Factor de Potencia} = \cos \theta = \frac{P}{E \cdot I_T} = \frac{\text{watts}}{\text{VA}} \quad 2.2$$

El principio básico de esta prueba, es la detección de algunos cambios medibles en las características de un aislamiento, que pueden asociarse con los efectos de agentes destructivos como el agua, el calor y el efecto corona. En general un incremento apreciable de las pérdidas dieléctricas en corriente alterna, de *volts-amperes* o factor de potencia de un aislamiento, es una indicación clara de deterioro.

2.1.6. Descargas parciales

Las incidencias de sobretensiones, por lo general, son de origen atmosférico o de maniobra; las mismas son controladas por los descargadores de sobretensión que se instalan según el BIL de la máquina, pero, como su aparición es estadística, a veces llegan al interior del equipo de potencia, restos de la onda de sobretensión, cuya magnitud es muy difícil evaluar, y aún más dificultoso es cuantificar sus efectos en el acortamiento de la vida útil.

Se pueden contar los eventos para estudiar su ocurrencia, pero es difícil relacionarlos con los efectos que se puedan detectar con posterioridad, no obstante, se puede detectar por métodos indirectos, si existieron descargas internas de carácter eléctrico, si éstas afectaron el aislamiento sólido, y si permitirán continuar con la máquina en funcionamiento.

Puede ocurrir que la sobretensión transitoria encienda una descarga parcial que luego no se auto extinga a la tensión de servicio, lo cual será peligroso al cabo de un tiempo.

Un método bueno para conocer si existieron descargas internas de tipo transitorio en la masa del aislamiento sólido sería verificar el aumento del nivel de las Descargas Parciales (DP) a la tensión de servicio, pero este método está

disponible en la actualidad como ensayo de campo en las estaciones, el inconveniente radica en la existencia de interferencias en las mediciones y realizarlo a tensión de servicio.

En definitiva, se puede detectar la ocurrencia de estas descargas internas y la evolución de las mismas como para vincularlos matemáticamente a la ecuación del consumo de vida, pero es indiscutiblemente un vector a historiar e integrar, ponderando el fenómeno en forma empírica o correlacionándolo con otros sucesos en la vida del espécimen.

Gracias al inventor Nicolás Tesla, se evaluó como atributo de calidad de un aislamiento, su homogeneidad y por consiguiente se responsabiliza a las oclusiones gaseosas en los sistemas de aislamiento, como principal causa de falla de un aislante cuando es sometido a campo eléctrico por largo tiempo, siendo la DP un vector que se superpone a otros fenómenos en el acortamiento de la vida de un aislante en servicio. El caso de los polietilenos extruidos en cables, los aparatos encapsulados en epoxi, caso de transformadores secos o en aislamientos de celulosa y aceite. La medición de DP para detectar defectos en el proceso de fabricación y detectar la existencia de burbujas en el seno del aislamiento, cobra singular importancia dicha medición como ensayo de recepción de equipos de alta tensión.

Recientemente se está incluyendo este ensayo para ser ejecutado dentro de los controles de mantenimiento, especialmente para investigar cuantos otros métodos como los Análisis de Gases Disueltos (AGD) indican la presencia de este fenómeno, y también para detectar alteraciones del aislamiento de un equipo y actualmente se está usando en grandes como monitoreo durante el servicio.

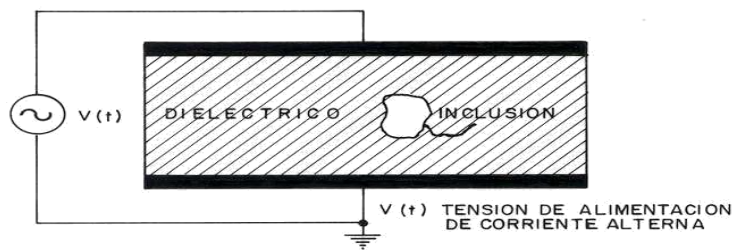
2.1.6.1. Clasificación de descargas parciales

Las DP son descargas eléctricas que ocurren dentro del sistema de aislamiento (sólido, líquido, gaseoso o compuesto) de los equipos eléctricos, de manera que solamente puentea parcialmente el aislamiento entre los electrodos. Estas son descargas eléctricas de alta frecuencia que se extinguen en un tiempo menor de 10^{-7} segundos.

Las DP se clasifican en 3 grandes grupos que son:

- DP internas. Aparecen dentro de una cavidad gaseosa (hueco) o inclusiones de material extraño en el seno de un aislamiento sólido, líquido o gaseoso.

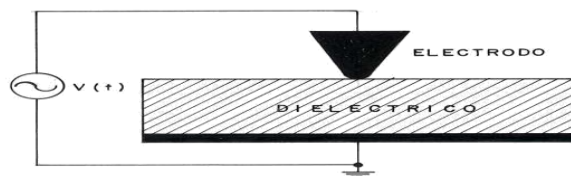
Figura 5. Descargas parciales presencia de burbuja



Fuente: Comisión Federal de Electrificación. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. p. 20.

- DP superficiales. Aparecen cuando existe una componente de campo eléctrico paralela a la superficie del dieléctrico.

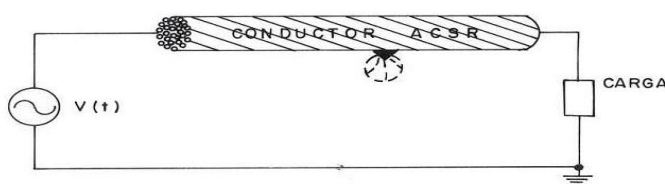
Figura 6. **Descargas parciales, presencia esfuerzo dieléctrico**



Fuente: Comisión Federal de Electrificación. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. p. 20.

- DP por corona. Se forman en la superficie de un conductor o electrodo cuando la intensidad de campo eléctrico en dicha superficie excede la rigidez dieléctrica del aire (30 *kilo-volts* por centímetro a 25 grados centígrados y 760 milímetros de mercurio. Y en aceite las descargas parciales de baja energía producen hidrógeno y metano, con pequeñas cantidades de etileno y etano comparables cantidades de CO y CO₂ pueden aparecer si se involucra la celulosa.

Figura 7. **Descargas parciales, concentración campo eléctrico**



Fuente: Comisión Federal de Electrificación. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. p. 20.

2.2. Aceite dieléctrico

El líquido contenido en la mayoría de los transformadores, es un subproducto de la destilación del petróleo llamado aceite dieléctrico, su misión junto con el papel y otros sólidos, es la de ofrecer aislamiento a los

arrollamiento y transferir hacia el exterior el calor originado en el núcleo y bobinados, originados por las pérdidas de los mismos.

La vida de un transformador, en servicio, depende fundamentalmente de cómo cumple su misión, puesto que la operación del transformador con deterioro en su aceite dieléctrico ocasiona fallas que pueden dañarlo significativamente y es valioso poder detectar este deterioro en una etapa inicial de desarrollo. En caso de falla con un AGD, 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; si la falla empieza los gases se encuentran disueltos en el aceite.

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 análisis de muestras de aceite para determinar la cantidad y composición de gases disueltos son un medio para detectar fallas.

2.2.1. Orígenes de los gases combustibles

Los principales materiales que constituyen el sistema de aislamiento de transformadores, son esencialmente; aceite, papel y cartón; la función de estos materiales 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 éstos componentes del aislamiento en pequeñas cantidades, reaccionan químicamente como consecuencia del calentamiento u otras condiciones dentro del transformador, como es la presencia de agua, oxígeno. 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.

La composición química de la celulosa, la cual constituye el cartón es $(C_{12}H_{20}O_{10})_n$ en donde n varía de 300 a 750 aproximadamente, la fórmula química de los compuestos parafínicos del aceite aislante es C_nH_{2n+2} en donde n varía de 20 a 40. Asimismo los compuestos aromáticos y nafténicos del aceite están formados también por átomos de carbono e hidrógeno, por lo tanto, la mayoría de los gases generados estarán constituidos solo por 3 elementos químicos que son: carbono, oxígeno e hidrogeno.

2.2.2. Fallas que originan gases combustibles

Los gases en exceso presentes dentro del transformador se originan por algunas de las siguientes fallas:

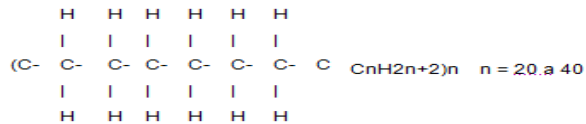
- Corona o descarga parcial
- Pirolisis
- Arqueo

Cada una de estas 3 condiciones, disipan cantidades de energía en niveles muy diferentes entre sí, es decir; la formación de arco disipa más energía que cualquiera de las otras 2 y la falla de corona disipa la menor energía. Esta energía causa la degradación de los materiales de aislamiento que son celulosa y aceite, esto significa que se generan diferentes productos en cada uno de ellos como consecuencia del deterioro del aislamiento. Los gases producidos por fallas son generalmente hidrocarburos de bajo peso molecular, hidrógeno y óxidos de carbono. La degradación del aceite produce hidrógeno e hidrocarburos mientras que la de papel produce óxidos de carbono.

El aceite está formado por una gran variedad de compuestos cuyas moléculas difieren en el número de átomos de carbono y ramales que tienen cada una; los únicos elementos presentes en esos compuestos son el carbono e hidrógeno y están estructurados con enlaces químicos carbono - carbono y carbono – hidrógeno. La energía para formar y por lo tanto para romper éstos dos tipos de enlace es diferente, siendo mayor en el caso de los enlaces carbono - carbono.

La fórmula desarrollada del aceite y de los gases de falla, se puede escribir de la siguiente manera:

Figura 8. **Fórmula del aceite**



Fuente: Comisión Federal de Electrificación. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. p. 7.

- Aceite

Tabla III. **Compuestos medible en el aceite**

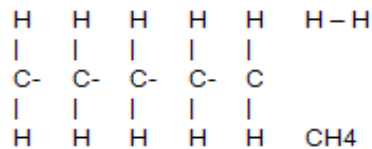
Hidrogeno	H - H , H ₂
Metano	CH ₄
Etano	C ₂ H ₆
Etileno	C ₂ H ₄
Acetileno	C ₂ H ₂

Fuente: Comisión Federal de Electrificación. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. p. 7.

Son compuestos sencillos desde el punto de vista químico.

- Corona en el aceite

Figura 9. **Fórmula corona en el aceite**

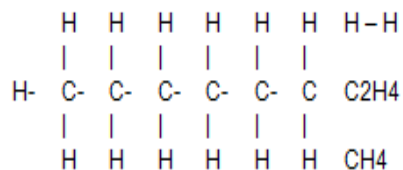


Fuente: Comisión Federal de Electrificación. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. p. 7.

Al haber falla de corona en el aceite, se tendrá suficiente energía para producir únicamente hidrógeno, ya que los enlaces carbono-hidrógeno requieren relativamente poca energía para romperse, si se rompen 2 enlaces de este tipo se forma hidrógeno. Si la energía involucrada en el proceso es mayor, se puede romper un enlace carbono-carbono de un extremo y se produce metano.

- Pirólisis del aceite

Figura 10. **Fórmula pirólisis del aceite**



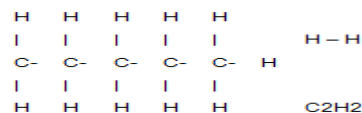
Fuente: Comisión Federal de Electrificación. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. p. 7.

Este es el paso siguiente en cuanto a la energía disipada, en éste tipo de falla se pueden distinguir 2 etapas, la de alta y la de baja temperatura, dependiendo de la cantidad relativa de energía que está disipando.

En baja temperatura se pueden romper enlaces interiores carbono-carbono en la molécula del aceite formándose metano y etano; con alta temperatura los enlaces carbono-hidrógeno del etano se rompen y se forma un doble enlace para producir acetileno e hidrógeno.

- Arqueo en el aceite

Figura 11. **Fórmula arqueo en el aceite**



Fuente: Comisión Federal de Electrificación. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. p. 8.

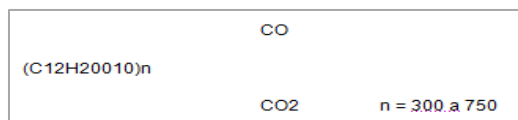
Esta es la condición de mayor nivel de energía, aquí la característica principal, es la formación de acetileno. Mientras más energético sea el proceso, se tendrá la presencia de mayor número y cantidad de compuestos producidos, sin embargo, lo más importante no es la cantidad de gases formados, si no la velocidad de aumento de cada uno de ellos.

Con la diferencia relativa de un análisis a otro, se puede señalar la magnitud del problema.

- Pirólisis de la celulosa. La celulosa del papel, es termodinámicamente inestable, es decir, siempre se está descomponiendo en presencia de calor,

sin embargo y afortunadamente en la operación normal de un transformador el deterioro es lento. Cantidades considerables de bióxido y monóxido de carbono presentes en el aceite puede ser señal clara de que una falla está involucrando a la celulosa, por lo que es importante vigilar las relaciones bióxido/monóxido y monóxido/bióxido, ya que un alto valor en la primera puede indicar oxidación del papel a alta temperatura en presencia de suficiente cantidad de oxígeno, mientras un alto valor en la segunda relación puede señalar que la celulosa se está descomponiendo rápidamente.

Figura 12. **Fórmula pirólisis de celulosa**



Fuente: Comisión Federal de Electrificación. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. p. 8.

2.2.3. **Métodos de interpretación del análisis de gases**

El muestreo inicial para análisis cromatográfico, se debe efectuar cuando aparezca la primera sospecha de operación incorrecta del equipo. De acuerdo al resultado del análisis, se indicará la frecuencia con la cual debe ser analizado el aceite del transformador en cuestión. Una velocidad de aumento en la generación de gases combustibles de aproximadamente 100 partes por millón o más durante un período de 24 horas, en base continua de carga relativamente constante, indica una condición de deterioro y debe decidirse respecto si continúa o no en operación el transformador.

Cuando el resultado inicial indique operación defectuosa, es necesario el segundo muestreo para un diagnóstico correcto.

Para equipos de 240 *kilo-volts*, él y las veces que sea necesario cuando se presenten anomalías. El muestreo posterior será tomando en partículas por millón de acuerdo con lo siguiente:

- 600 ppm analizar dentro de un año
- 600 – 1 500 ppm analizar dentro de 6 meses.
- 1 501- 2 500 ppm analizar dentro de los 2 meses siguientes.
- 2 501 ppm cuando menos cada semana.

Y se interpretan como operación incorrecta cuando:

- Operación del relé Buchholz.
- Operación de las protecciones eléctricas primarias o de respaldo.
- Alta temperatura.

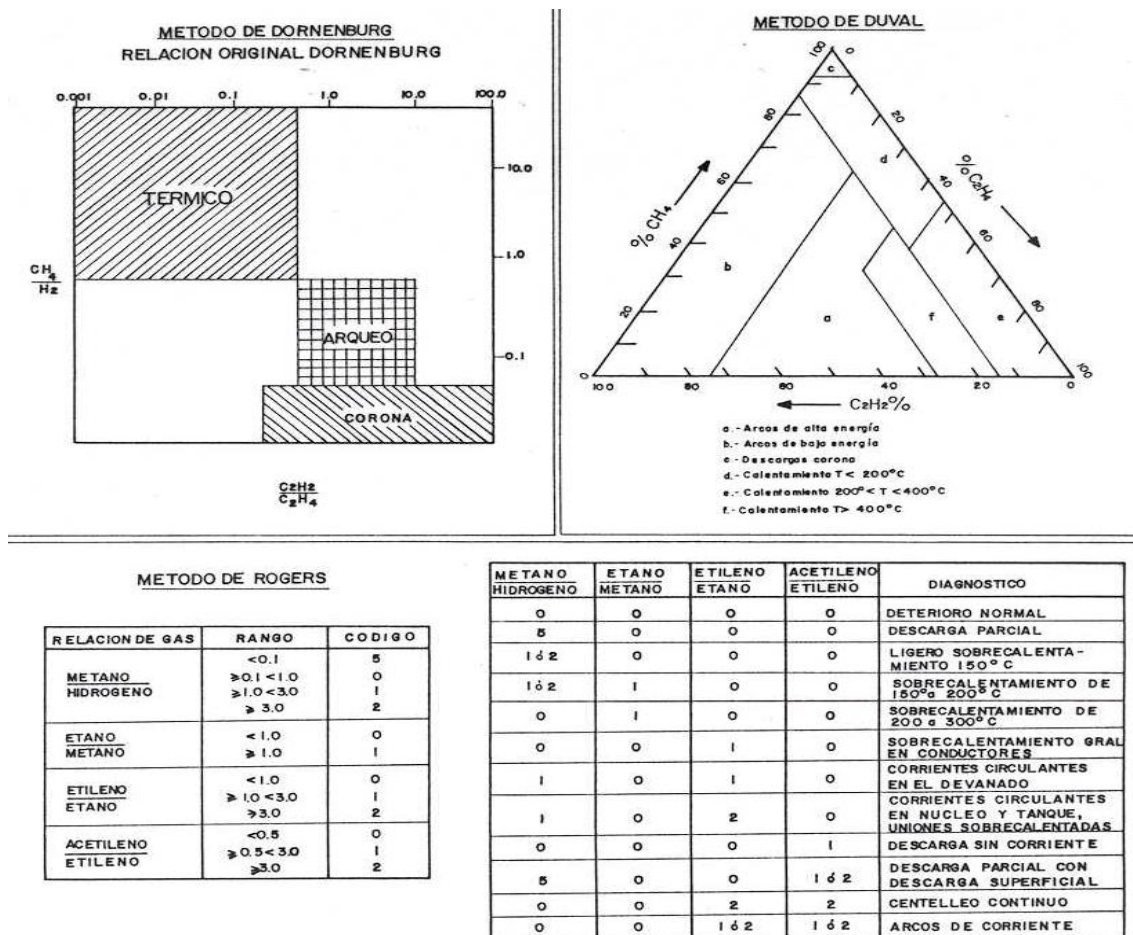
Tabla IV. **Rango de calibración**

Gas de Falla	Rango de Calibrado (ppm)
Hidrógeno (H ₂)	5 – 5, 000
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2 – 50, 000
Monóxido de Carbono (CO)	1 – 50, 000
Metano (CH ₄)	1 – 50, 000
Etano (C ₂ H ₆)	1 – 50, 000
Etileno (C ₂ H ₄)	1 – 50, 000
Acetileno (C ₂ H ₂)	1 – 50, 000

Fuente: Comisión Federal de Electrificación. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. p. 15.

El conocimiento preciso de la condición de equipos aislados en aceite, es de suma importancia para las compañías suministradoras de energía eléctrica. El Análisis De Gases Disueltos (AGD), ha sido esencial por muchos años para la detección de fallas incipientes, evitar paros de unidades costosos y optimizar el servicio de los equipos. Dicho análisis permite la obtención de mediciones de todos los gases de falla, además de humedad. También se prueban muestras de gas tomadas del relevador Buchholz.

Figura 13. Pautas de la universidad del estado de California

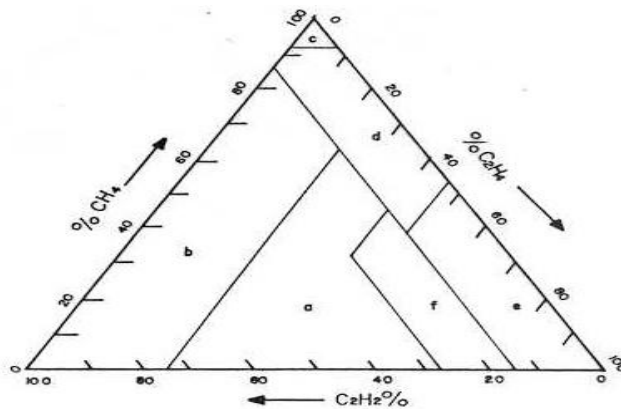


Fuente: Comisión Federal de Electrificación. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. p. 14.

2.2.4. Triángulo de Duval

Este método es el más usado, pues este método usa un triángulo para trazar el punto de intersección de los valores de gases. En donde este punto cae, es el tipo de falla que el transformador podría tener.

Figura 14. Triángulo de Duval



Fuente: Comisión Federal de Electrificación. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. p. 14.

En donde:

- a*: área de alta energía
- b*: área de baja energía
- c*: descargas corono
- d*: calentamiento $T < 200^{\circ}\text{C}$
- e*: calentamiento $200^{\circ} < T < 400^{\circ}\text{C}$
- f*: calentamiento $T > 400^{\circ}\text{C}$

Mientras que este método ha mostrado ser muy confiable, este debe ser usado únicamente cuando se sospecha de una falla ya que este siempre

proporcionará un código de falla, incluso para transformadores en buenas condiciones.

2.2.5. Análisis de rigidez dieléctrica

Con el objeto de determinar la calidad de un aceite, es necesario efectuar análisis al mismo, así como entender qué 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.

2.2.5.1. Pruebas físicas

Las pruebas físicas son para la identificación de defectos en el aceite, esto para evitar que las mismas se manifiesten catastróficamente durante la operación, que terminen en paros de emergencia, estas pruebas son:

- **Densidad.** Es la relación del peso de un volumen dado de una sustancia, al peso de un volumen igual de agua, la densidad varía con la temperatura de modo que se debe corregir cuando se mida a una temperatura que no sea la de referencia. La prueba consiste en utilizar un aparato de vidrio que se hace flotar en el líquido, llamado densímetro, el cual tiene una graduación interna en la que se lee el valor que coincida con la superficie del líquido. Con el resultado se puede determinar el tipo de aceite ya que los nafténicos tiene valores de alrededor de 0,88 y los de tipo parafínicos entre 0,84 y 0,86.

- Viscosidad. Al efectuar esta prueba se mide la fluidez del aceite, se lleva a cabo usualmente en un aparato llamado viscosímetro Saybolt que contiene un orificio capilar estandarizado por el que se hace pasar una cantidad volumétrica de aceite determinada. El tiempo requerido es la viscosidad del aceite a la temperatura de prueba y se reporta como segundos Saybolt universales. La viscosidad es una característica necesaria para conducir el calor generado en el equipo eléctrico y así actuar como refrigerante.

El límite máximo de viscosidad es de 60 SSU. Un factor importante del aceite es la variación de la viscosidad con los cambios de temperatura. A esto se le llama índice de viscosidad. Un valor bajo de índice de viscosidad indica grandes cambios de fluidez con la temperatura. En algunos casos se recomienda determinar 2 valores de viscosidad a temperaturas diferentes para asegurar un buen índice.

- Aspecto visual. Es una prueba sencilla, pero puede ser de gran utilidad ya que fácilmente se determina el estado de un aceite. Este debe ser limpio, transparente y libre de sedimentos. Indica presencia de sólidos, agua y otras partículas contaminantes.
- Temperatura de inflamación e ignición. La temperatura de inflamación sirve para determinar si el aceite tiene constituyentes muy volátiles. Para efectuar esta determinación, se coloca una muestra de aceite en una copa adecuada y se calienta lentamente pasando una pequeña flama por la superficie de la muestra. La temperatura de inflamación será cuando el aceite desprenda vapores y se enciendan por primera vez. La temperatura de ignición será cuando se produzcan vapores suficientes para mantener encendida la muestra durante 5 segundos, cuando

menos. La copa abierta Cleveland, es el aparato más usual para esta determinación. La especificación para el punto de inflamación es de 150 a 165 grados centígrados.

- Color ASTM. La prueba de color no es una prueba muy importante, pero sí de fácil determinación. Para aceite nuevo la especificación es de 0,5 máximo. El color de los aceites se incrementa con el uso, aunque muchas sustancias encontradas en transformadores, interruptores y reguladores lo incrementan. Si un aceite tiene un color de 6 sólo se puede decir que no es nuevo, pero si en el transcurso de muchos años adquiere un color de 4 y en 1 año aumenta a 7, se puede decir que algo crítico ocurrió y debe investigarse.
- Temperatura de congelación. Es la temperatura a la cual el aceite deja de fluir. Es necesario que el aceite tenga una baja temperatura de congelación para asegurar que el aceite fluya aún a temperaturas frías. En aceites nafténicos la congelación se debe al aumento de la viscosidad de los constituyentes no cristalizables, pero en los aceites parafínicos se debe a la separación de latas de cera que inhibe el flujo de aceite.

En esta prueba se utilizan tubos de vidrio adecuados, en donde se coloca un volumen determinado de muestra, con un termómetro de alcohol para medir temperaturas abajo de 0 grados centígrados. El tubo de muestra se pone en un recipiente con una mezcla refrigerante, capaz de obtener menos 40 grados centígrados sin congelarse. La temperatura de la muestra se abate lentamente hasta que el aceite deja de fluir. En ese momento se toma la lectura del termómetro. En aceite parafínicos la especificación indica 26 grados centígrados o más bajo.

- **Análisis estructural.** En un aceite, es deseable una cantidad óptima de hidrocarburos aromáticos. Esta se mide principalmente por medios óptimos de dispersión. Con los datos de viscosidad, densidad e índice de refracción se obtiene la constante de viscosidad-gravedad y la dispersión óptima específica. Estos datos se llevan a la gráfica triangular, en la cual se leen los porcentajes de hidrocarburos aromáticos, parafínicos y nafténicos. El contenido de aromáticos es inversamente proporcional a las propiedades de gasificación del aceite, sin embargo una aromaticidad alta provoca un aumento en la formación de lodos cuando el aceite está en operación. Para el aceite nacional se ha encontrado la óptima concentración de aromáticos entre 8 y 12 por ciento.
- **Tensión interfacial.** Es una medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas de agua y del aceite en la interface. Es un medio para detectar contaminantes solubles y productos de oxidación del aceite. Un valor de alrededor de 20 dinas por centímetro puede indicar que existen lodos en el transformador. La determinación de la tensión interfacial se efectúa por 2 métodos principalmente: el de la gota de agua y el del anillo. Método del anillo, se utiliza un tensiómetro. Se mide en él primeramente la tensión superficial de 50 mililitros de agua destilada que debe ser 71 o 72 dinas por centímetro. Y el método de la gota se lleva a cabo con una jeringa micrométrica especial, un cristizador y un soporte. Consiste en determinar el tamaño de las gotas de agua que caen de la jeringa en aire y el tamaño de gotas también de agua que caen de la jeringa dentro de la muestra de aceite. El tamaño de la gota se lee en la jeringa por diferencia, tal como en un micrómetro. Este instrumento por su tamaño y maniobrabilidad es ideal para realizar la prueba en el campo.

2.2.5.2. Pruebas químicas

Las pruebas químicas, se han constituido ser las herramientas más valiosas para evaluar el comportamiento de los aceites aislantes, estas pruebas están compuestas por:

- **Numero de neutralización.** Es la prueba química más importante y conocida. Se le llama también índice de acidez o simplemente acidez, puesto que consiste en determinar la cantidad de material alcalino necesario para neutralizar los ácidos del aceite. Se sabe que el aceite durante su operación normal sufre cambios en su composición química, originándose peróxidos, aldehídos y ácidos orgánicos. La medida de la acidez indica el nivel de deterioro por oxidación en un aceite. Para un aceite nuevo se considera como un buen valor el de 0,009 miligramos de hidróxido de potasio por gramo de aceite.
- **Numero de saponificación.** Esta prueba mide absolutamente todo el ácido presente. Para llevarla a cabo se necesita un soporte, una bureta con un aparato para digestión y una placa para calentamiento. Se reflujan 20 gramos de muestra con 25 mililitros de metiletilacetona y 25 mililitros de solución alcohólica 0,5 newton, mientras se calienta. El punto final es la desaparición del calor con HCL usando fenolftaleína como indicador. Esta prueba es usada con poca frecuencia por el tiempo necesario y dificultad para efectuarla.
- **Punto de anilina.** Es un método rápido y directo para saber en forma general el contenido de hidrocarburos aromáticos y el grado de refinación de un aceite. Después de calentar y disolver volúmenes iguales de anilina y aceite, se deja enfriar y se toma la lectura cuando se separan

totalmente las 2 fases. La especificación para aceite nuevo, tipo nafténicos es de 78 grados centígrados y para aceite parafínicos está en estudio.

- Contenido de agua. El agua es uno de los enemigos principales del aceite. El método usado más común para su determinación, es el de *Karl-Fischer*, usando un reactivo compuesto de bióxido de azufre, piridina, metanol y yodo. Para calibrar el reactivo se efectúa disolviendo la muestra de aceite en una mezcla de alcohol cloroformo y se titula con el reactivo. El aparato para la determinación consta de 2 partes: la celda o unidad de muestreo y el indicador o unidad de medición. La principal dificultad de este método se basa en el muestreo y su manejo, es decir, como obtener una muestra representativa y como introducirla a la celda para análisis, sin contaminación.

Otro método para la medición de humedad, en forma automática y continua dentro de un flujo constante de aceite, es medir el punto de rocío por medio de una celda y calcular el contenido de agua en el aceite con ayuda de las tablas de vapor de agua y la ecuación de solubilidad de Henry. La determinación de humedad es necesaria tanto en el producto final de la refinación, como en los aceites usados y en los procesos de regeneración y reacondicionamiento. El aceite antes de entrar al equipo eléctrico en operación debe tener una concentración máxima de agua, dependiendo del voltaje de operación del equipo.

- Para equipos hasta 115 *kilo-volts* 15 partes por millón máximo
- Para equipos hasta 230 *kilo-volts* 12 partes por millón máximo
- Para equipos hasta 400 *kilo-volts* 10 partes por millón máximo

- Contenido de inhibidor. Esta prueba tiene por objeto determinar el contenido de inhibidor en aceite, ya sea que esté nuevo o usado. La determinación puede ser cualitativa o cuantitativa. Los inhibidores o antioxidantes tienen como propiedad reaccionar con los peróxidos y así destruirlos, disminuyendo con esto la velocidad de oxidación. Sin embargo si hay corrosivos presentes, los inhibidores no pueden evitar que estos disuelvan el cobre que cataliza la peroxidación.

Por lo tanto la sensibilidad de un aceite a la acción de los inhibidores puede considerarse como inversamente proporcional a la cantidad de corrosivos que tienen influencia en el factor de potencia. Los inhibidores por lo tanto, se justifican cuando se agregan en aceites no corrosivos.

Cuando los refinadores no pueden reducir la actividad corrosiva de los aceites, usan aditivos que reactivan la propiedad corrosiva del cobre catalítico disuelto por los corrosivos o pasivan la superficie de cobre metálico, de manera que no reaccionen con él y lo disuelvan. En cuanto a los aceites de importación de tipo nafténicos, se ha tenido que agregar inhibidor en diferentes concentraciones, debido a problemas en la refinación, dando por resultado 2 tipos:

- Tipo I Hasta 0,08 por ciento en peso
 - Tipo II Hasta 0,3 por ciento en peso
- Cloruros y sulfatos. Esta determinación es cualitativa y sirve para determinar la presencia de cloruros y sulfatos en aceites nuevos, los cuales son contaminantes y pueden existir en el aceite como resultado de fallas en la refinación. La especificación indica que no debe existir presencia de ellos.

- Azufre total. Es un contaminante en el aceite, por lo que se debe determinar y observar que se cumpla con la especificación de 0,1 por ciento máximo.
- Azufre corrosivo. Los aceites minerales pueden contener sustancias que causen corrosión bajo ciertas condiciones de uso. Esta prueba utiliza cobre metálico en contacto con aceite bajo condiciones prescritas. La especificación indica que no debe existir azufre corrosivo.

2.2.5.3. Pruebas eléctricas

Estas pruebas se realizan con modernos equipos para hacer más rápida y segura su ejecución. Su análisis indica la degradación o contaminación de los materiales aislantes, estas son:

- Tensión de ruptura. Por definición, la tensión de ruptura eléctrica de un aceite aislante es una medida de su habilidad para soportar un esfuerzo eléctrico. Esta prueba es la que más frecuentemente se usa y es capaz de revelar 2 cosas: la resistencia momentánea de un aceite al paso de la corriente y la relativa cantidad de agua libre, polvo, lodos o cualquier partícula conductora presente en la muestra.

Suponiendo que el aceite ha perdido alguna de sus propiedades aislantes, debido al agua, polvo, lodo o partículas conductoras suspendidas en él, es lógico que el papel aislante e impregnado y sumergido en el aceite sea igualmente afectado. En forma general se puede decir que la tensión de ruptura mide la presencia de agua y sólidos en suspensión.

La evaluación final de un aceite en términos de resultados de pruebas dieléctricas, en la tensión de ruptura de un aceite, es un índice de buen manejo y uso del mismo. Para aparato de prueba con electrodos planos separados 2,5 milímetros, la especificación para aceite nuevo indica un valor de 30 *kilo-volts* mínimo. Para aceite usado se toma un valor de 18 *kilo-volts* como aceite en malas condiciones y 25 *kilo-volts* v o más como aceite en buenas condiciones, aunque en la actualidad estos valores dependen del equipo de que se trate, de acuerdo al voltaje de separación del mismo.

El aparato de prueba, consiste en un transformador que proporciona el voltaje, con un regulador de voltaje, un voltímetro y una copa de prueba. Esta tiene 2 electrodos planos con una separación de 2,5 milímetros. La prueba se efectúa llenando la copa con aceite hasta quedar sumergidos los electrodos; entonces se aplica un voltaje con un incremento sostenido de 3 *kilo-volts* por segundo. hasta que ocurre un arco eléctrico. Se anota la lectura a la cual ocurrió ruptura. A cada copa se le efectuaran 3 pruebas dejando reposar la muestra un minuto después de cada prueba. Los valores obtenidos se promedian y el valor obtenido del promedio será el representativo de la muestra. Y será válido si entre las lecturas no hay diferencia mayor de 5 *kilo-volts*.

Si se analiza una muestra muy sucia, la copa debe lavarse con solvente dieléctrico, luego se calienta para eliminar la humedad del aire condensado debido al enfriamiento por la evaporación del solvente. Se puede verificar la condición de la copa, realizando una prueba con gasolina seca, que debe dar un valor mayor de 32 *kilo-volts*. También se ha generalizado el uso de electrodos semiesféricos, sin embargo, en este

caso el incremento constante de voltaje es de 0,5 kilo-volts por segundo y la especificación es de 20 kilo-volts mínimo para aceite nuevo.

- Aceite degradados y contaminados 10 - 28 kv
- Aceite carbonizados no degradados 28 - 33 kv
- Aceite nuevo sin des gasificar 33 - 40 kv
- Aceite nuevo des gasificado 40 - 50 kv
- Aceite regenerado 50 - 60 kv

- Factor de potencia. Es una prueba para 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 evaluarlo de acuerdo a su contaminación o deterioro. El factor depende de la acción dipolar de los contaminantes y es mejor entre menor sea su valor, puesto que la naturaleza propia del aceite es no-polar. Un requisito que debe cumplir un buen aceite, es la ausencia de agua y otros compuestos contaminantes para evitar la degradación y la falla del aislante.

Un factor de potencia alto encontrado en aceites aislantes que están dentro de transformadores sellados, se atribuye a la formación de pequeñas cantidades de compuestos que conducen electrones. En estos compuestos siempre se han encontrado trazas de cobre.

La presencia de mercaptanos en el aceite que se usa en cables y transformadores sellados, produce una reacción con el óxido de cobre (presentes en todas las superficies de cobre) y forma compuestos cuprosos solubles en el aceite que elevan el factor potencia. Por lo mismo para que el factor de potencia no se eleve rápidamente cuando un

aceite está en operación, éste no debe de contener corrosivos. La especificación para aceite nuevo es 0,05 por ciento a 25 grados centígrados y 0,3 por ciento a 100 grados centígrados. para aceites en servicio el criterio a seguir varía de acuerdo al nivel de aislamiento y capacidad del transformador.

- Tendencia a la gasificación. Entre las propiedades eléctricas del aceite, la única que está afectada por el tipo de hidrocarburo que lo constituye es la tendencia a gasificar. Los aceites con un contenido adecuado de aromáticos, al ser sometidos a un campo eléctrico tienen la cualidad de reabsorber el gas formado mientras que los aceites con un contenido menor de dichos aromáticos, se caracteriza por una emisión continua de gas, lo cual se vuelve crítico tratándose de equipo eléctrico.

Todos los aceites bajo tensión eléctrica apreciable forman un producto sólido llamado cera X. Este material fomenta la gasificación aumentando el factor de potencia, aunque hasta ahora no se ha determinado como lo efectúa. Por esto no es deseable la formación y presencia de esta cera X. Aún cuando no hay especificación para esta prueba, se considera que el aceite debe absorber hidrógeno.

- Resistividad. La resistividad o resistencia específica, es la relación de un gradiente de potencial de corriente directa en *volts* por centímetro cuadrado en un instante dado de tiempo, bajo condiciones pre escritas, esto es numéricamente igual a la resistencia entre caras opuestas de un centímetro cúbico de aceite. La resistividad de un aceite, es una medida de sus propiedades dieléctricas. Una resistividad baja refleja contenido de iones libres y partículas formadas de iones. De acuerdo a lo anterior

y como carece de especificación, un aceite ideal sería aquel que tuviera un valor mayor de 250×10^6 M-cm.

- Impulso eléctrico. El valor de impulso eléctrico en aceites aislantes es una propiedad dieléctrica especial. La habilidad de un aceite aislante para soportar sobre voltajes transitorios ha tomado gran importancia para determinar el uso en transformadores que operan en alto voltaje. El valor aceptable de esta prueba aún no se ha establecido, pero se ha propuesto un valor de 145 *kilo-volts* mínimo.

2.3. Termografía infrarroja

La técnica se basa en producir una imagen visible a partir de radiación infrarroja invisible emitida por objetos, de acuerdo a la temperatura de su superficie. El equipo utilizado es una cámara termográfica, cuya función es realizar una imagen con colores que refleja la distribución de temperaturas de cada una de las zonas fotografiadas o capturadas en video. La termografía permite detectar e impedir fallos en sistemas de tipo eléctrico e incluso electromecánico, pues antes de producirse se manifiesta generando e intercambiando calor. Este calor se traduce habitualmente en una elevación de temperatura que puede ser súbita, pero, por lo general y dependiendo del objeto, la temperatura comienza manifestar pequeñas variaciones.

Sin necesidad de contacto físico con el elemento objeto de estudio, la termografía es capaz de detectar cualquier fallo que se manifieste mediante un cambio de temperatura, midiendo los niveles de radiación dentro del espectro infrarrojo. La cantidad de energía emitida desde la superficie de todo elemento, está relacionada directamente con su temperatura o la carencia de ella. A mayor temperatura del elemento, mayor energía emitida, y menor longitud de

onda que tiene dicha energía, Esta cámara permite observar esa energía transformándola en imágenes visibles.

2.3.1. Importancia de la temperatura

La temperatura es una variable fundamental virtualmente para cualquier situación y en todos los procesos. Si se muestra la más ligera variación de la temperatura corporal, cualquiera se siente enfermo. En la industria, se encuentran varios ejemplos más, como el proceso de producción que está asociado a modificar la temperatura de un material hasta que se funde, darle la forma adecuada y luego volver a modificar su temperatura hasta que solidifique. Entonces se tiene el producto. Pero el auténtico desafío es tratar de proponer un único proceso en el que la temperatura sea absolutamente indiferente. La temperatura es simplemente fundamental, y tener control sobre ella implica mayor calidad, seguridad, y ahorro de dinero.

Calor y temperatura son conceptos que en el lenguaje cotidiano se confunden, pero son diferentes. Por ejemplo la frase hace calor es una expresión común para referirse al concepto de temperatura, a pesar de que se menciona la palabra calor.

La temperatura es una magnitud física que se refiere a la sensación de frío o caliente al tocar alguna sustancia. En cambio el calor es una transferencia de energía de una parte a otra de un cuerpo, o entre diferentes cuerpos, producida por una diferencia de temperatura. El calor es energía en tránsito; siempre fluye de una zona de mayor temperatura a otra de menor temperatura, con lo que eleva la temperatura de la zona más fría y reduce la de la zona más cálida, siempre que el volumen de los cuerpos se mantenga constante. La energía no fluye desde un objeto de temperatura baja a otro de temperatura alta si no se

realiza trabajo. La materia está formada por átomos o moléculas que están en constante movimiento, por lo tanto tienen energía de posición o potencial y energía de movimiento o cinética. Los continuos choques entre los átomos o moléculas transforman parte de la energía cinética en calor, cambiando la temperatura del cuerpo.

2.3.2. Ventajas

Aunque la termografía infrarroja no se considere una ciencia exacta, existen varias razones que hacen sea una herramienta de utilidad fundamental.

La termografía es sin contacto. La medida se realiza de forma remota y mantiene al usuario fuera de peligro. Un ejemplo donde esto es muy importante, es en aplicaciones de mantenimiento eléctrico, los componentes en funcionamiento simplemente no se pueden tocar al manejar baja, media o alta tensión. Y si no está pasando intensidad, no habrá incremento de temperatura que medir. La distancia y la accesibilidad, es otro problema sin solución, tanto como la medida de objetos en movimiento o en rotación.

La termografía no es intrusiva. Esta técnica no afecta de ninguna forma al cuerpo a caracterizar. Solo se observa la radiación que sale, que se emite aunque no se mida. Esto es una condición muy importante para muchas aplicaciones.

Es bidimensional. Es posible la comparación directa entre áreas del mismo cuerpo, se puede medir la temperatura en 2 puntos o en 100 dentro de la misma imagen, y compararlas.

Es una imagen. Una imagen es perfecta para hacerse la idea inicial de una situación. Con una imagen se determina enseguida dónde están los problemas, o qué puntos tienen un especial interés. De antemano no se conoce dónde se debe realizar la medida; se puede decidir a partir de la inspección de la imagen. El análisis del campo térmico es más fácil a partir de la imagen, en este caso de la propia termografía que lo visualiza.

Se realiza en tiempo real. La toma de imágenes en tiempo real permite realizar una visualización muy rápida de procesos estacionarios. Algunas situaciones peligrosas podrían ser descubiertas demasiado tarde. Incluso la corta espera para obtener una imagen congelada en las cámaras infrarrojas más lentas hace que el trabajo sea mucho más aburrido.

Se trabaja a la velocidad de la luz. Ningún cuerpo puede evitar emitir su propia radiación, y cada vez con los más sofisticados instrumentos, se pueden capturar objetos, incluso de velocidad muy elevada. Las medidas con contacto directo siempre implican la presencia de una constante de tiempo que implica un cierto retraso temporal en la medida. La característica de tiempo real de la termografía infrarroja permite capturar rápidas variaciones del campo térmico, sin modificar la forma en que dicho campo térmico varía.

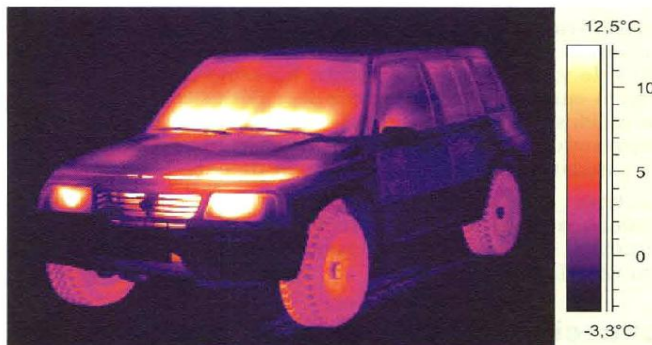
Análisis cualitativo y cuantitativo. La termografía tiene la factibilidad de combinar su análisis cualitativo y cuantitativo. El cualitativo permite identificar las diferencias térmicas visualmente, por emisividad y radiaciones de energía. La cuantitativa permite medir esas diferencias por medio de la temperatura. Así mismo, conocer las diferentes herramientas que proporciona el software para su medición asertiva.

Tecnología diversificada. La termografía es una tecnología increíblemente diversificada que requiere conocimiento y habilidad en una gran variedad de áreas. El saber sólo, cómo se toma una imagen térmica, no le va a llevar muy lejos. Debe ser capaz de analizar la imagen y comprender las consecuencias de lo que se ve. Esto significa, la comprensión de las cuestiones que se muestran en la imagen.

2.3.3. Análisis de imagen infrarroja

En la figura 15, se muestra una imagen infrarroja. Las áreas más oscuras son aquellas que dispersan menos radiación térmica, y ello normalmente significa que son las zonas del cuerpo más frías. Las zonas más brillantes significan más radiación, y áreas más calientes.

Figura 15. Imagen infrarroja o termograma



Fuente: Infrared Training Center. Manual Thermography Level 1. p. 22.

De esto entonces se pueden descubrir muchas cosas que una imagen visual normal no proporciona. Parece que las luces están en funcionamiento, o se han apagado recientemente. El automóvil acaba de ser utilizado, porque las ruedas están más calientes que el resto del auto. El aspecto del parabrisas muestra que la calefacción está encendida, pues además indica qué zonas del

vidrio caliente. El motor está en funcionamiento, o se ha parado hace muy poco, porque el radiador aún permanece bastante caliente detrás de la rejilla frontal y debajo del capo. Una de las pocas cosas que no se pueden conocer a partir de esta imagen, es precisamente de qué color es el automóvil.

2.3.4. Aplicaciones

Si se tiene presente la importancia de la temperatura y la gran versatilidad y utilidad de la termografía, no sorprenderá la gran diversidad de aplicaciones establecidas en los últimos tiempos.

Esta puede ser utilizada para monitorizado de procesos, para optimizar el mantenimiento, y para conseguir producir fiabilidad con, seguridad, y al mínimo costo.

La inspección termográfica en sistemas eléctricos y es el centro de atención, pues tiene como objetivo detectar componentes defectuosos basándose en la elevación de la temperatura, como consecuencia de un aumento anormal de su resistencia óhmica. Las causas que originan estos defectos, entre otras, pueden mencionarse:

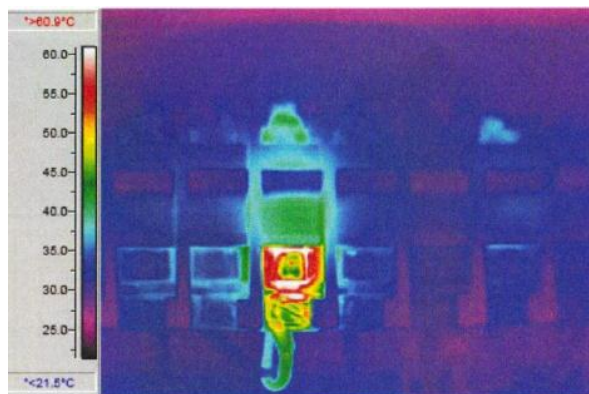
- Conexiones flojas.
- Conexiones afectadas por corrosión.
- Suciedad en conexiones y/o en contacto.
- Degradación de los materiales aislantes.

Sin embargo, su aplicación se ha ampliado a los problemas de aislamiento, altas pérdidas dieléctricas en pararrayos, bajos niveles de aceite, mal funcionamiento de radiadores, problemas en cambiadores de derivación y

otras anomalías, que un inspector con conocimiento del principio de funcionamiento de los equipos, puede detectar.

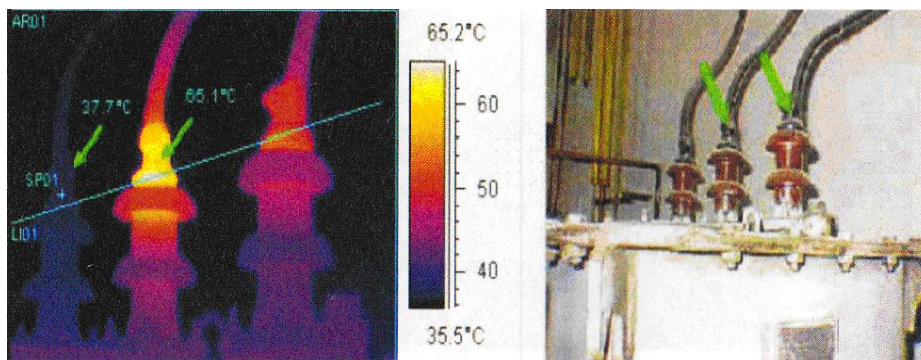
A continuación se presentan algunos termogramas en los cuales se han identificado fallas, o como se les denomina en el campo puntos calientes.

Figura 16. **Conexiones deficientes**



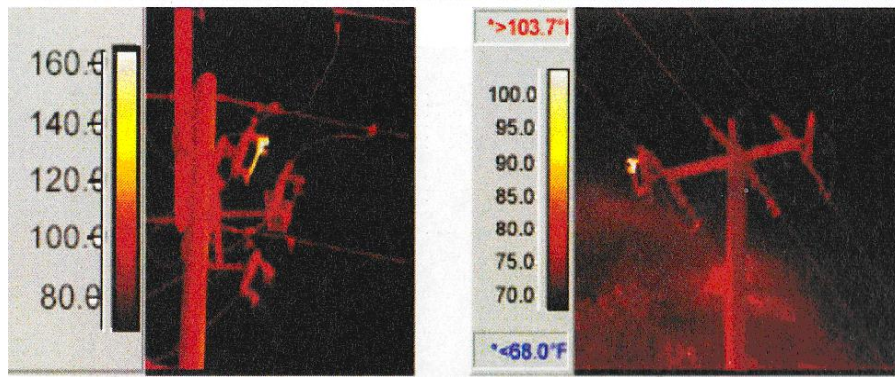
Fuente: Infrared Training Center. Manual Thermography Level 1. p. 66.

Figura 17. **Falla en *bushing***



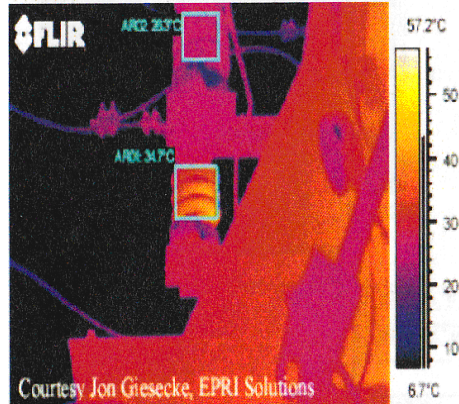
Fuente: Infrared Training Center. Manual Thermography Level 1. p. 66.

Figura 18. **Falla en cuchilla unipolar**



Fuente: Infrared Training Center. Manual Thermography Level 1. p. 117.

Figura 19. **Falla en apartarrayos**



Fuente: Infrared Training Center. Manual Thermography Level 1. p. 119.

2.3.5. **Captura de imagen**

La captura de imagen se realiza congelando, almacenándola, o mediante las 2 en orden consecutivo. Por supuesto, para el informe, la imagen debe ser primero almacenada en la cámara, para después ser transferida a un ordenador

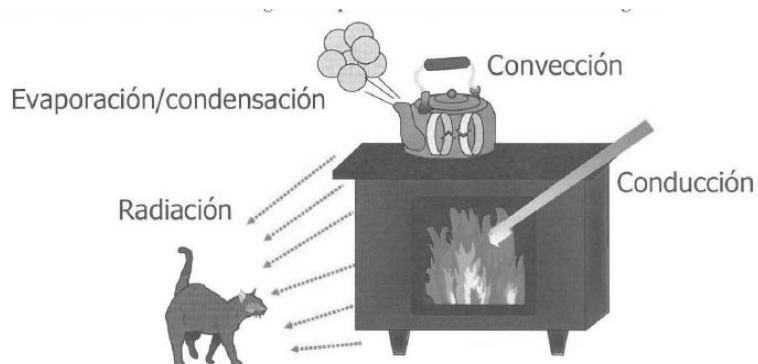
y generar en él, el fichero de informe para su posterior impresión. Hay 3 reglas generales, que independientemente de la cámara que se esté utilizando, nunca se pueden modificar después de congelar o almacenar la imagen:

- Rango de temperatura
- Enfoque óptico
- Composición

2.3.6. Mecanismos de transferencia de calor

Cuando 2 cuerpos que tienen distintas temperaturas, se ponen en contacto entre sí, se produce una transferencia de calor desde el cuerpo de mayor temperatura al de menor temperatura. La transferencia de calor se puede realizar por diferentes formas como se ilustran en la siguiente figura.

Figura 20. Mecanismos de transferencia de calor



Fuente: Infrared Training Center. Manual Thermography Level 1. p. 52.

La conducción se produce en cualquier situación en la que se ponen en contacto moléculas con diferente temperatura. El calor y la temperatura están relacionados con el movimiento molecular. Cuando 2 moléculas se acercan

suficientemente y entran en contacto, la que tiene mayor temperatura posee mayor movimiento molecular. De esa forma transmitirá parte de esa energía a la molécula que se mueve más lenta. Este proceso puede continuar como una reacción en cadena entre moléculas. Si, por ejemplo, se calienta una barra de metal por uno de sus extremos, el calor se transferirá molécula a molécula hasta llegar al extremo más frío.

Los materiales tienen diferente facilidad para conducir el calor. A mayor conductividad, mayor facilidad para conducir energía. Algunas veces se utiliza el concepto de resistencia térmica. Es el inverso de la conductividad. Un buen material aislante tiene una baja conductividad, y por tanto una elevada resistencia térmica.

La convección es el modo de transmisión de calor en un fluido que está en movimiento debido a fuerzas gravitatorias, u otra fuerza externa, por lo que dicho fluido transmite calor de un lugar a otro. Es un modo de transmisión de calor que se basa en el transporte de masa dentro de un fluido, un líquido o un gas. La convección tiene lugar dentro del fluido. La transmisión de calor que tiene lugar entre un fluido y la superficie de un sólido, o en la superficie de fluidos que no se mezclan, corresponde a conducción. En la zona cercana al sólido, existe siempre una fina capa de fluido estacionario, llamada capa límite, donde la transmisión de calor dentro del fluido tiene lugar exclusivamente por conducción.

El proceso descrito se llama convección natural, porque es la fuerza de la gravedad la que provoca el movimiento en el fondo. Cuando se habla de convección forzada, se refiere a una situación en la que el fluido se ve afectado por otras fuerzas, además de la gravedad, como por ejemplo un ventilador, bomba o el viento

En conducción, las moléculas chocan entre sí y se transfieren la energía cinética; en convección las moléculas pueden moverse libremente, como respuesta a la fuerza de la gravedad o a otra fuerza exterior. La transmisión de calor por radiación, es completamente diferente en ese sentido, porque no requiere ningún medio material. De hecho, como mejor se transfiere es en ausencia total de moléculas en el vacío. Es energía emitida por la materia que se encuentra a una temperatura dada, se produce directamente desde la fuente hacia afuera en todas las direcciones. Esta energía es producida por los cambios en las configuraciones electrónicas de los átomos o moléculas constitutivas y transportadas por ondas electromagnéticas o fotones, por lo que recibe el nombre de radiación electromagnética.

La masa en reposo de un fotón es idénticamente nula y atendiendo a relatividad, un fotón viaja a la velocidad de la luz y no se puede mantener en reposo, dicha velocidad, intensidad y dirección de su flujo de energía se ven influidos por la presencia de materia. La longitud de onda (λ) y la frecuencia (ν) de las ondas electromagnéticas, relacionadas mediante la expresión $\lambda\nu = c$. La longitud de onda de la radiación está relacionada, por una ecuación desarrollada por Planck:

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad \text{Ecu.2.3}$$

Donde:

h = constante de Planck, ($h = 6,63 \times 10^{-34}$ Js)

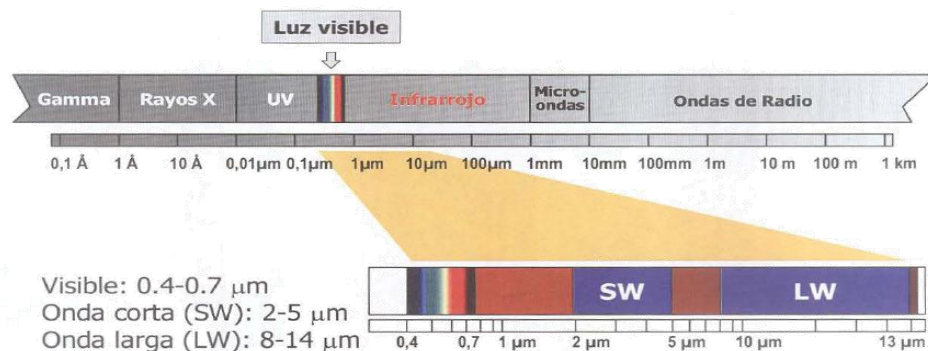
c = velocidad de la luz. (299792 km/s)

λ = longitud de onda.

Por su longitud de onda, la radiación electromagnética recibe diferentes nombres, y varía desde los energéticos rayos gamma, con una longitud de onda muy corta del orden de 1×10^{-12} metros hasta las ondas de radio con longitudes de onda muy largas del orden de 1×10^3 metros, pasando por la luz visible, cuya longitud de onda está en el rango de las décimas de micrómetro. El rango completo de longitudes de onda, es lo que se denomina el espectro electromagnético, que se muestra en la figura 21. Esta variación, es porque las fuentes que producen las ondas son completamente diferentes. El espectro electromagnético no tiene definidos límites superior ni inferior.

La luz, llamada también luz visible o luz blanca, es uno de los componentes del espectro electromagnético, y se define como aquella parte del espectro de radiación que puede percibir la sensibilidad del ojo humano. La luz visible es un minúsculo intervalo que va desde la longitud de onda correspondiente al color violeta (aproximadamente 400 nanómetros) hasta la longitud de onda correspondiente al color rojo (aproximadamente 700 nanómetros).

Figura 21. **Espectro electromagnético**



Fuente: Infrared Training Center. Manual Thermography Level 1. p. 79.

2.4. Puesta a tierra

Las puestas a tierra, se establecen desde el punto de vista de protección del equipamiento, con el objetivo principalmente, de limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en equipos o componentes eléctricos utilizados. La denominación puesta a tierra comprende todo el enlace metálico directo sin fusible ni protección alguna, de sección suficiente entre determinados elementos o partes de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos, enterrados en el suelo, con objetivo de conseguir que entre el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima al terreno no existan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de falla o de una descarga de origen atmosférico.

Una puesta a tierra debe reunir los siguientes requisitos mínimos:

- Representar un camino permanente y continuo.
- Conducir adecuadamente cualquier corriente a la que sea sometido producto de fallas o descargas atmosféricas.
- Tener suficiente baja impedancia para limitar el voltaje a tierra y facilitar la operación de los circuitos de protección.

2.4.1. Capacidad de difusión

Para el paso de una gran corriente a tierra de forma abrupta, como es el caso de una descarga eléctrica atmosférica, no sólo es necesario que el

conductor de anclaje tenga una sección adecuada, ni que el sistema de tierra física cumpla con los valores óhmicos propuestos en las normas, sino que además, debe existir una superficie de contacto con el terreno suficientemente grande, ya que este paso no sólo exige la capacidad del conductor, sino una baja resistencia de difusión en el terreno.

Los factores que determinan la difusión son:

- La forma del electrodo de tierra
- La cantidad de superficie
- La resistividad del terreno

Es típico, que cuando se usen electrodos artificiales, se logre con el uso de un solo electrodo, los valores de resistencia a tierra por ejemplo, de 10 Ohm, valor solicitado en la norma cubana de protección contra descargas eléctricas atmosféricas para un anclaje de pararrayos, sin embargo, este único electrodo como anclaje puntual para recibir toda la descarga de un rayo, no es suficiente desde el punto de vista de capacidad de difusión en el terreno y dicho electrodo debe conjugarse con al menos 2 electrodos del sistema tradicional, espaciados 6 m entre sí, para aumentar el área de contacto con la masa terrestre y a su vez, la capacidad de difusión a la misma.

Según se ejemplifica en normas como la de protección contra incendios configuraciones de 3 electrodos como tierra para descargas atmosféricas u otros usos son factibles de ser empleadas, siempre que se cumpla el valor óhmico, incluyendo su cable desnudo de unión como aporte de electrodo horizontal. Por tal motivo, se considera que la capacidad de difusión de electrodos artificiales como los de grafito, los químicamente activados y otros

acoplados al menos a 2 electrodos adicionales garantiza la difusión necesaria en el terreno.

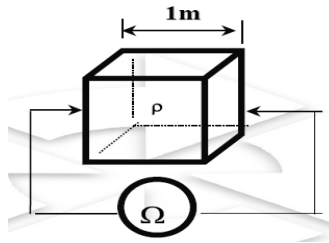
2.4.2. Resistividad del terreno

Para saber el comportamiento del terreno, tiene que ser analizado desde el punto de vista eléctrico, se deben conocer internamente las diversas resistividades del terreno.

Debe resaltarse que la estimación de la resistividad en base a la clasificación del suelo puede dar lugar a grandes errores que obligarían a las pertinentes correcciones posteriores, por lo tanto, se debe apostar o realizar las mediciones ya que es el valor que se requirió dependerá de la resistividad de los diferentes estratos y del espesor de cada uno de ellos. Para efectuar una buena medición, es necesario seleccionar adecuadamente el equipo de medición, conocer sus partes, los requisitos mínimos que deben cumplir estos equipos y debe verificarse las certificaciones de los ensayos, tipos a las cuales se han sometido.

Actualmente, existen diferentes métodos de medición, y en lo posible se ha tratado de resumir los métodos más efectivos para medir la resistividad del terreno. La resistividad de los suelos se expresan en Ω -m, Ω -cm ó Ω -mm, que corresponde a la resistencia que presenta un cubo de 1 metro cúbico de suelo o aguas, entre sus paredes laterales (aristas) y se representa por la letra griega ρ .

Figura 22. Resistividad de un cubo de terreno de 1 metro de arista



Fuente: Chauvin Arnoux. Controlador de tierra y de resistividad CA6470. p. 131.

$$\rho = \frac{RS}{L} \left[\frac{\Omega \cdot m^2}{m} \right] \quad 2.4$$

Para un cubo de 1 metro de lado

Donde:

R = resistencia en (Ω)

ρ = resistividad en ($\Omega \cdot m$)

L = longitud en (m)

S = sección en (m^2)

La resistividad del terreno depende de su naturaleza, estratificación, contenido de humedad, salinidad y temperatura. La resistividad de un terreno también se ve afectado por las variaciones estacionales. Por otro lado, a medida que aumenta el tamaño de las partículas, aumenta el valor de la resistividad, por ello la grava tiene mayor resistividad que la arena, y esta mayor resistividad que la arcilla. Debido que las capas no son uniformes en un terreno, cuando se mide la resistividad, se está midiendo la resistividad

aparente y por ello amerita determinar la resistividad, de cada capa o estrato y sus espesores.

2.4.3. Influencia en el comportamiento eléctrico del suelo

La tierra representa generalmente un mal conductor (gran contenido de óxido de silicio y óxido de aluminio que son altamente resistivos) pero gracias al amplio volumen disponible, se puede lograr a través de ella, los niveles conductivos necesarios para su utilización auxiliar. La conductividad representa un fenómeno esencialmente electroquímico o electrolítico, y por lo tanto, depende de la cantidad de agua depositada o el nivel de humidificación existente.

A pesar que los suelos son muy buenos aislantes, se debe tener en cuenta que en la resistividad del terreno influyen factores, lo cuales son factibles a evaluar:

- Naturaleza de los suelos
- La humedad
- La temperatura del terreno
- La concentración de sales disueltas
- La estratificación del terreno

2.4.4. Voltaje de contacto y de paso

Se puede plantear que con el fin de proteger debidamente al personal del peligro que entraña la circulación de la corriente eléctrica por el sistema de puesta a tierra, cuando ocurra una falla, se deben considerar los siguientes elementos:

- Voltaje de paso
- Voltaje de contacto
- Voltaje de malla
- Voltaje transferido

A los voltajes de contacto y de paso, se les da el nombre de voltajes peligrosos. Si una persona, en el instante de ocurrir una falla a tierra, se pone en contacto con alguna parte aterrada de la instalación, entonces, aparecerá una diferencia de voltaje entre sus manos y los pies debida a la corriente de falla que circula por el sistema de puesta a tierra. En ese caso circulará una corriente eléctrica entre ambas extremidades que dependerá de la magnitud del voltaje de contacto, de la resistencia corporal del individuo RP como de los contactos de las manos RC y de los pies RF.

El voltaje del lugar en cuestión, corresponde a un punto sobre la curva de potencial del electrodo de tierra o lo que es lo mismo, de la puesta a tierra. El voltaje de contacto es una parte del voltaje del electrodo que lamentablemente se encuentra en una zona de la curva de voltaje, donde la diferencia es mayor.

$$V_c = \frac{116+0.17\rho_s}{\bar{t}} \quad [V] \quad 2.5$$

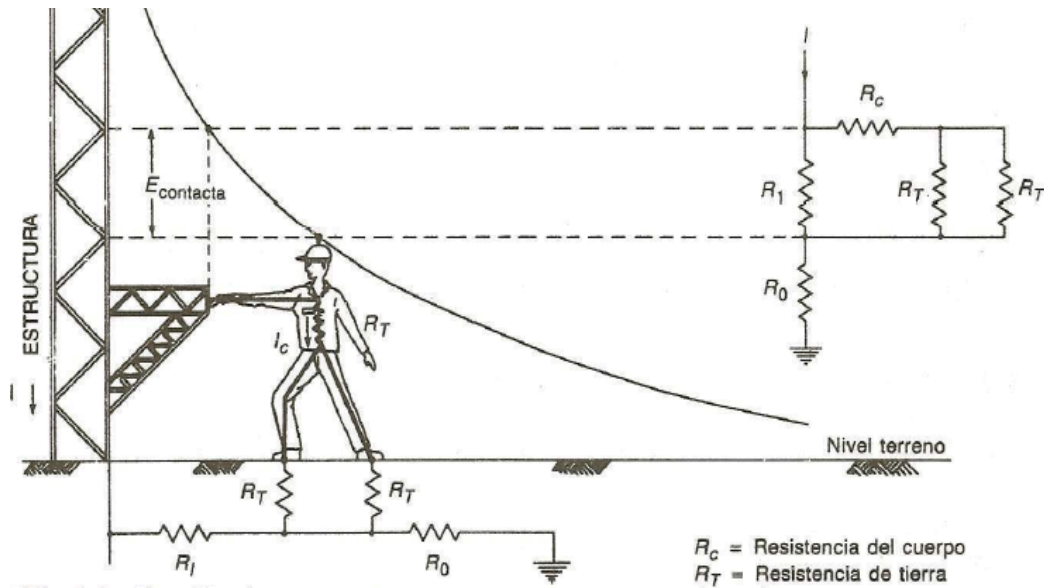
Donde:

V_c = voltaje de contacto

t = duración de choque eléctrico (segundos)

ρ_s = resistividad superficial del terreno (Ωm)

Figura 23. Voltaje de contacto



Fuente: MARTÍN, José Raúl. Diseño de subestaciones eléctricas. p. 196.

Voltaje de paso se le llama, a la parte del voltaje del electrodo que puede ser puentada por una persona al caminar en las zonas próximas a las tomas de tierra. La trayectoria de la corriente se establece entre los pies. Considerando la resistencia del cuerpo humano y la resistencia de contacto de los pies, se obtiene normalmente un voltaje de contacto inferior a la diferencia de potencial entre el electrodo y el punto donde se encuentra la persona.

Si una persona se mueve en una dirección perpendicular a las líneas, entre sus pies aparecerá voltaje y circulará una corriente eléctrica entre ellos.

$$V_p = \frac{116 + 0.7\rho_s}{\bar{t}} \quad [V] \quad 2.6$$

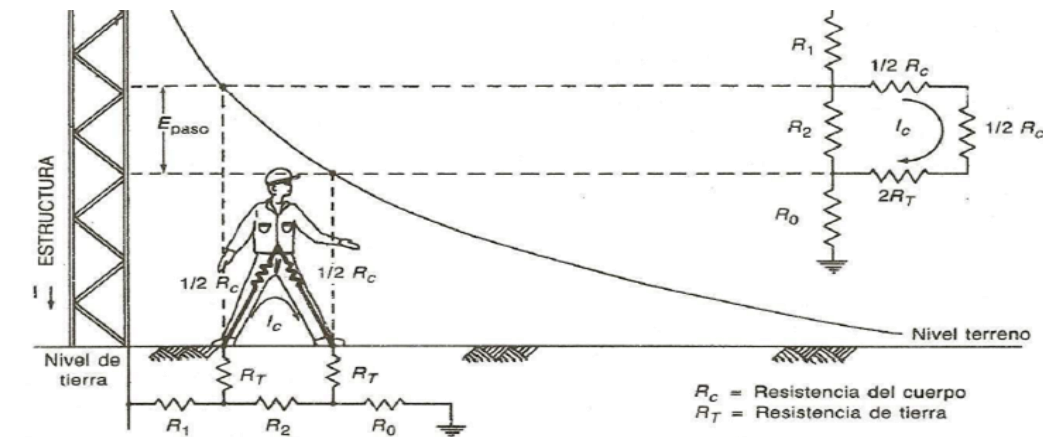
Donde:

V_p = Voltaje de paso (volts)

t = Duración de choque eléctrico (segundos)

ρ_s = Resistividad superficial del terreno (Ω -m)

Figura 24. Voltaje de paso



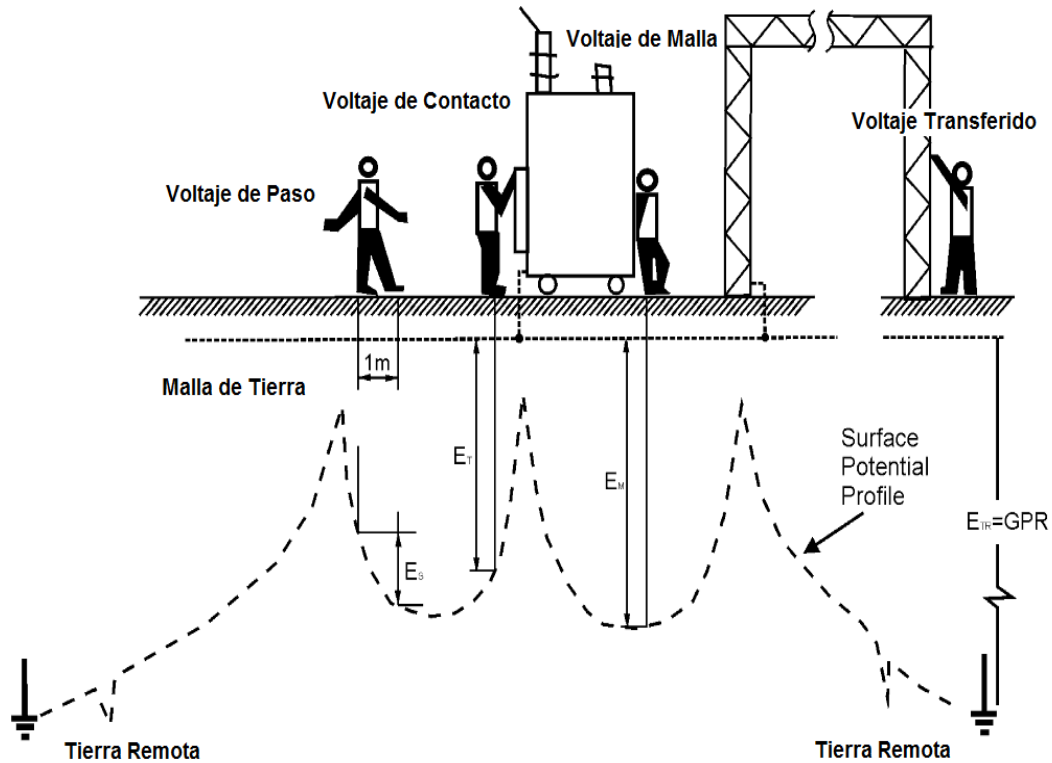
Fuente: MARTÍN, José Raúl. Diseño de subestaciones eléctricas. p. 196.

El aumento de la profundidad de la toma de tierra, uso de pavimentos o terrenos de alta resistividad, además, se suele recubrir el área de interés por una capa de grava de 10 centímetros de espesor que ayuda a conservar la humedad del terreno debajo de ella, impide la acumulación de agua en la superficie, es de rápido secado superficial en caso de lluvia.

El voltaje de malla es la máxima tensión de contacto dentro de una malla o una rejilla de puesta a tierra. Y el voltaje de transferencia es un caso especial

de tensión de contacto en donde una tensión es transferida hacia el interior o la parte de afuera de la subestación desde un punto externo remoto.

Figura 25. Voltaje de malla y de transferencia



Fuente: MARKOWSKA, Renata. Step and touch voltage distributions at gsm base station during direct lightning stroke. http://teleinfo.pb.bialystok.pl/emc/index_ang_pliki/P06.PDF. Consulta: mayo de 2011.

3. EQUIPOS DE DIAGNÓSTICO

Es muy común encontrar equipos comerciales para la realización de las pruebas predictivas a los equipos de alta tensión, que son equipos capaces de realizar la medición de diferentes parámetros eléctricos. Los fabricantes proporcionan información respecto a los tipos de mediciones que pueden realizar sus equipos y su metodología de uso, para que sirvan como guía en la correcta selección de pasos u orden secuencial en la realización de las mismas.

En los siguientes párrafos, se describirán algunas características relevantes de cada uno de los equipos de diagnóstico, con los que cuenta la institución, así como sus métodos o conexiones recomendadas a seguir durante la realización de las pruebas, para la obtención fiable de las magnitudes que describan el estado real de los equipos sujetos a análisis.

3.1. Analizador M4000 doble

Los equipos analizadores suelen ser equipos de múltiple medición, lo que significa que un mismo equipo puede ser utilizado para la realización de diferentes mediciones y pruebas de aislamiento. El equipo de medición M4000 mostrado en la figura 26, es un equipo inteligente, que proporciona los resultados de las pruebas y mediciones, e interpreta y genera reportes que predicen el estado del dispositivo objeto de medición. La manipulación del equipo para la realización de las pruebas, es muy simple y segura; para garantizar la seguridad durante el uso del equipo, tanto el instrumento como su fuente de voltaje tienen un aterrizaje común y deben unirse al sistema local de

tierra; además, el equipo posee una luz que se activa de forma intermitente para indicar que el equipo ha sido energizado y al momento que se inicia la medición, el equipo emite un sonido de alarma.

Figura 26. **Equipo M4000**



Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 21.

3.1.1. **Modos doble de prueba**

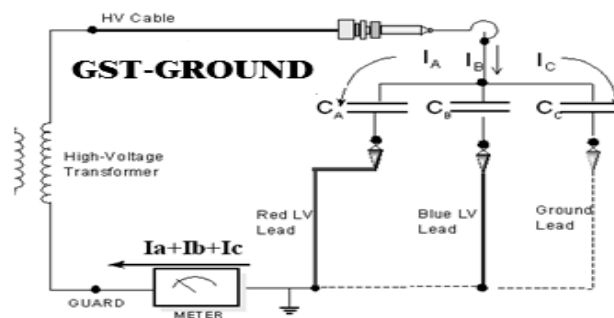
Una de las aplicaciones de estos modos de prueba, es conocer el estado de los aislamientos, se basa en la comparación de un dieléctrico con un condensador, en donde el conductor energizado se puede considerar una placa y la carcasa o tierra del equipo como la otra placa del capacitor.

Debido a la situación de no ser aislantes perfectos, además de una corriente de carga puramente capacitiva, los especímenes siempre son atravesados por una corriente que está en fase con la tensión aplicada.

Para facilitar la comprensión del funcionamiento del analizador M4000, es importante mostrar las configuraciones básicas del circuito de prueba, considerando el principio de comparación con un condensador ya mencionado, las cuales son:

- Conexión espécimen aterrizado (GST-GROUND)
- Conexión espécimen guardado (GST- GUARD)
- Conexión espécimen no aterrizado (UST)

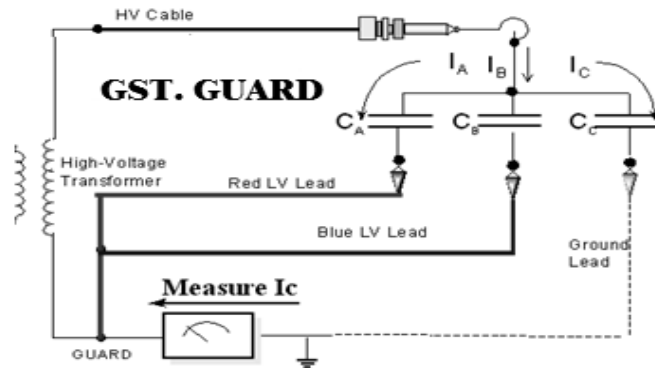
Figura 27. **Modo de prueba GST-GROUND**



Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 17.

En la conexión GST-Ground o espécimen aterrizado, es cuando el selector de LV (bajo voltaje) se coloca en posición Ground como se ve en la figura 27, el cable de baja tensión (LV) es conectado a potencial de tierra, de modo que pueda ser utilizado para aterrizar el espécimen bajo prueba. Es también posible aterrizar el espécimen, utilizando la terminal de tierra del cable de alta tensión (HV), y otra forma es aterrizar directamente a tierra.

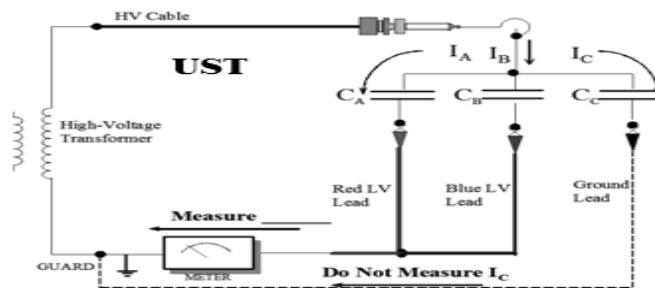
Figura 28. **Modo de prueba GST-Guard**



Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 18.

En la conexión GST-Guard o espécimen guardado, es cuando el selector del LV se coloca en posición Guard. En la figura 28, se puede observar la diferencia con la figura 27, pues entre las 2 se evidencia la posición de la conexión de los cables LV con respecto al medidor de *mili-volt-amperes* (mVA) y *mili-watts* (mW).

Figura 29. **Modo de prueba UST**



Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 18.

En la conexión de la figura 29, la única entrada al circuito de medición es a través de los cables LV. Observe que el dispositivo de protección y la conexión

a tierra del equipo de prueba, son comunes en el modo UST; por lo tanto, la corriente y las pérdidas a través de la conexión a tierra no se miden.

3.1.1.1. Voltajes apropiados

Siempre y cuando se seleccionen voltajes de prueba apropiados, la prueba doble no es destructiva, en el sentido en que no debe provocar daños mensurables al aislamiento utilizable. En los casos en que se sospeche que el aislamiento está seriamente debilitado, dañado, deteriorado o contaminado, la aplicación de un voltaje relativamente bajo puede ser suficiente para provocar una ruptura. Si se sospecha que un equipo está dañado, siempre se debe tener en cuenta, al realizar la prueba, que es posible que no pueda resistir un voltaje de prueba normal de rutina.

Esto se puede incluir cuando un equipo altamente contaminado con humedad es trasladado desde la fábrica, taller de reparaciones o entre subestaciones. O cuando los transformadores de potencia hubiesen salido de servicio como consecuencia del funcionamiento de relevadores de protección, y cuando se sospeche que el equipo está altamente contaminado con humedad como consecuencia de haberse almacenado a la intemperie durante mucho tiempo.

Cuando se realicen las pruebas en equipos que se sospeche que pueden tener fallas, se debe efectuar una medición inicial a bajo voltaje (2 *kilo-volts* o menos) y luego incrementarlo gradual y escalonadamente hasta el nivel normal de la prueba, únicamente si las lecturas del voltaje inferior previo indican que no existen problemas. Si en el analizador aparece un mensaje sobre corriente en el amplificador de potencia, al aumentar el voltaje de prueba, se deberá determinar la causa probable antes de intentar aplicar nuevamente el voltaje de

prueba. Es posible que existan conexiones de prueba incorrectas o que la muestra sea defectuosa. Si, luego de investigar la causa, no queda claro aún cuál es el problema, solo se debe repetir la medición a un voltaje muy bajo.

3.1.2. Método doble máquinas rotativas

Las pruebas de pérdida dieléctrica y de factor de potencia en el aislamiento del devanado del estator de generadores, motores y condensadores síncronos, son útiles para determinar la presencia de humedad, otros contaminantes y corona. Las pruebas de factor de potencia efectuadas en un devanado nuevo antes de ponerlo en funcionamiento, mostrarán si ha absorbido excesiva humedad durante el transporte y la instalación. La realización de una prueba inicial, también es muy valiosa para proporcionar datos de referencia con los cuales contrastar los resultados de pruebas de mantenimiento posteriores.

Las pruebas del aislamiento de fase a tierra de los devanados del estator, se efectúan a diversos voltajes. Se comienza con un voltaje inferior a toda actividad de descarga parcial, por lo general a 2 *kilo-volts*, y se continúa, escalonadamente, hasta el voltaje nominal de línea a tierra de funcionamiento. En algunas ocasiones, no puede alcanzarse el voltaje de línea a tierra de funcionamiento, ya sea porque el voltaje nominal de la maquinaria o la capacitancia del aislamiento de la maquinaria es tan elevada que el M4000 no puede proporcionar la corriente de carga requerida.

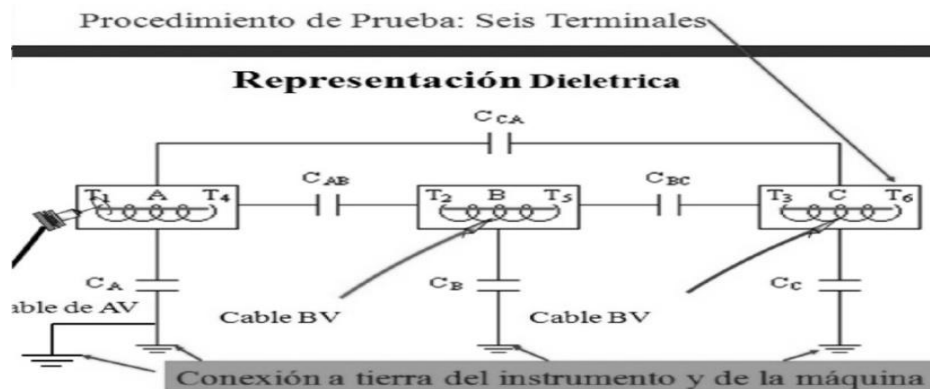
Siempre que sea posible, es preferible probar el aislamiento del estator, incluso a un voltaje entre un 10 y un 25 por ciento superior al de funcionamiento de línea a tierra. Esto acentuará el efecto corona, mucho más de lo que se observa al voltaje de funcionamiento de línea a tierra.

3.1.2.1. Preparación de espécimen

La preparación del espécimen es fundamental para obtener datos lo más cerca de la realidad, así como para evitar operaciones que pongan en riesgo al espécimen bajo prueba.

- Desconecte la máquina en los terminales de la barra.
- Abra el neutral para separar cada fase.
- Una en corto circuito los 2 extremos de cada fase.
- Aterrice la línea de salida como medida de seguridad.
- La máquina debe ser cubierta con plásticos e instalar calentadores para minimizar ingreso de humedad.

Figura 30. Conexión generador trifásico



Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 151.

El voltaje de prueba a aplicar, debe ser menor del voltaje de excitación retorno a tierra. Los resultados del factor de potencia a un voltaje por debajo de la inserción de corona da indicación del factor de potencia inherente del material

aislante del estator. Refleja la condición del material aislante con respecto a deterioro general, humedad y contaminación.

La prueba UST entre las fases, confirma la presencia de contaminantes atmosféricos. Prueba esencialmente la parte expuesta de las terminales de los embobinados, ya que el núcleo del estator cubre las secciones en las ranuras entre las fases. Puede arrojar resultados con signo negativo, debido a los efectos de la pintura semiconductora que se usa para aliviar el gradiente de voltaje, donde los embobinados salen de las ranuras.

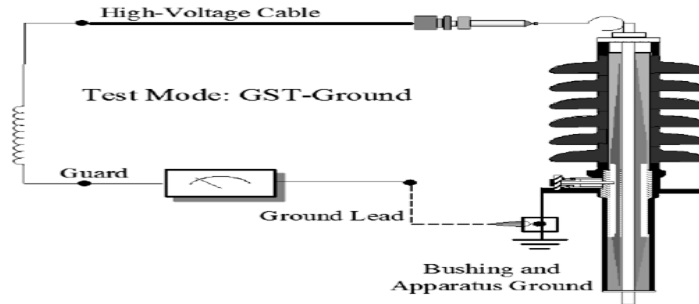
3.1.3. Método doble boquillas

La función principal de una boquilla, es proporcionar una entrada aislada para un conductor energizado hacia el tanque o cámara de un aparato. Asimismo, una boquilla puede servir de soporte para otras partes energizadas del aparato. Estas se clasifican de acuerdo a su diseño y se dividen en 2 clases:

- Tomas de potencial o capacitancia, las cuales se utilizan generalmente en boquillas con un voltaje nominal superior a 69 *kilo-volts*.
- Tomas de factor de potencia, que se utilizan habitualmente en boquillas con un voltaje nominal igual o inferior a 69 *kilo-volts*.

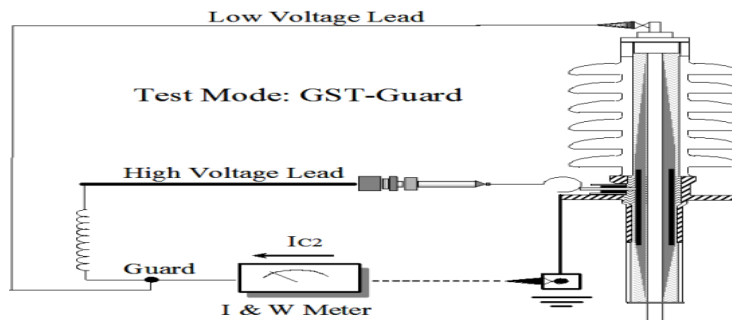
Las tomas de potencial, están diseñadas para poder utilizarse con el voltaje de la boquilla. Estas son capaces de resistir voltajes considerablemente altos.

Figura 31. Prueba general de las boquillas recomendados



Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 61.

Figura 32. Prueba de aislamiento de la toma C2 de una boquilla



Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 62.

Por conveniencia, las tomas de potencial también sirven para permitir mediciones UST en el aislamiento principal de una boquilla, sin la necesidad de aislar las terminales superiores e inferiores del aparato asociado y conectado a la barra colectora no energizadas. Las tomas de factor de potencia no están diseñadas para resistir un voltaje elevado, ya que su propósito exclusivo es proporcionar un electrodo para efectuar una medición UST en el aislamiento de la boquilla C1.

Debe considerarse cuidadosamente el voltaje de prueba, pues este no debe superar el voltaje nominal de la toma. En el caso de boquillas con tomas de factor de potencia, el fabricante determina el voltaje máximo permitido para la misma.

3.1.3.1. Corrección por temperatura

No todas las boquillas requieren corrección por temperatura para el factor de potencia del aislamiento. Por ejemplo, las boquillas de tipo seco, con gas o de porcelana compactas generalmente presentan variaciones muy pequeñas en el factor de potencia dentro del rango de temperaturas normalmente existentes. Las boquillas con aceite o material compuesto, sí presentan alguna variación en el factor de potencia con la temperatura; sin embargo, los efectos de la temperatura difieren en los diversos tipos.

A continuación se resumen los voltajes recomendados para las distintas pruebas doble de las boquillas:

Tabla V. **Listado de voltajes de prueba**

Voltaje nominal de la boquilla (kV)	Voltaje de prueba recomendado (kV)
8,7	5
5	5
4.3	2
1.2	1

Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 59.

Los factores de potencia de las boquillas se corrigen usando la temperatura ambiente. El caso de las boquillas montadas en transformadores, es una excepción importante.

3.1.3.2. Collar caliente

Es ampliamente reconocido que una falla típica de las boquillas rellenas de material compuesto, es la que se produce por perforaciones en el extremo superior de la misma, lo que permite a su vez que ingrese humedad a la cámara del material compuesto. Como consecuencia de ello, es posible que se produzcan trayectorias de dispersión que provoquen fallas en ellas.

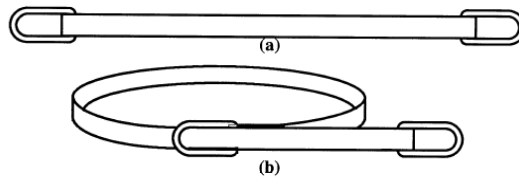
La prueba de collar caliente se practica fácilmente a través de la aplicación de tensiones en aumento a la región superior de la misma, detectando la presencia de humedad o daños en las primeras etapas, antes de que avance lo suficiente como para su detección mediante pruebas generales.

La prueba se aplica en boquillas de porcelana compacta del tipo seco, rellenas de aceite, terminadores de cables y los terminadores que no poseen indicadores del nivel de líquido ni visores para detectar si estos son bajos.

Las pruebas se aplican empleando un solo collar o varios, las recomendaciones de aplicación son por lo tanto:

- El collar no debe estar flojo ni sobresalir.
- La posición del cable de alto voltaje debe estar aproximadamente a 90 grados del eje de la boquilla que es objeto de la prueba.
- Es necesario que se utilice el mismo ancho de collar para toda prueba de seguimiento.

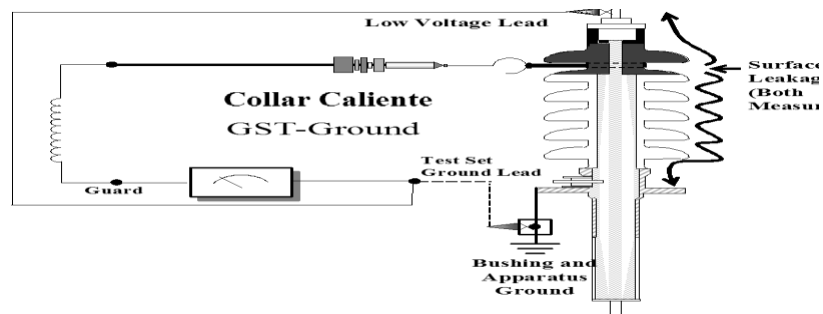
Figura 33. **Collar doble estándar con anillos alargados**



Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 75.

La prueba consiste en una medición entre un collar aplicado externamente y el conductor central de la boquilla. Generalmente, el collar se coloca por debajo de la campana superior de la boquilla o en otra zona de interés. El collar se energiza con el equipo de prueba (es por ello que se denomina collar caliente), mientras que el conductor central se conecta a tierra.

Figura 34. **Prueba de boquillas con collar caliente, GST**



Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 76.

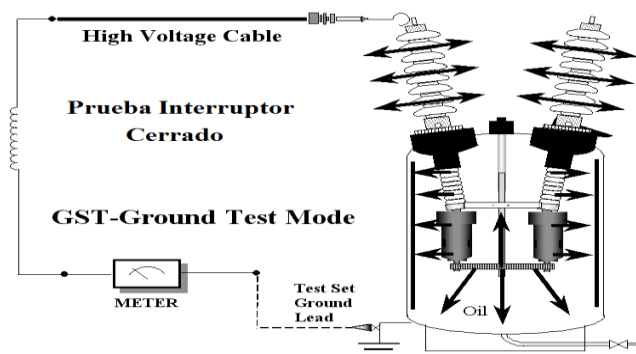
En el modo GST, la prueba de collar caliente incluye la medición de toda corriente que pasa entre el collar energizado y la conexión a tierra. Esto incluye corrientes de fuga superficiales y muestra la razón por la cual la humedad ambiente y las condiciones de la superficie de la boquilla deben tenerse en cuenta.

3.1.4. Interruptores

Los interruptores son los dispositivos cuya función es interrumpir y restablecer la continuidad en un circuito eléctrico, de igual forma se les denomina interruptores de operación con carga, los cuales están diseñados para operar bajo cargas nominales y los que operan para interrumpir corrientes de falla. Estos se clasifican en interruptores de hexafluoruro de azufre (SF6), en aceite, neumáticos, y en vacío.

Los interruptores en aceite común constan de 1 o más interruptores monopolares, dispuestos de modo que funcionen simultáneamente. Los contactos del interruptor se encuentran dentro de un tanque de aceite y las conexiones a ellos se efectúan pasando por 2 boquillas de aislamiento. El objetivo principal de toda prueba de aislamiento, es determinar la condición de estas boquillas debido a que, desde el punto de vista del aislamiento, son la parte más vulnerable del interruptor.

Figura 35. Prueba a interruptor cerrado de interruptores en aceite

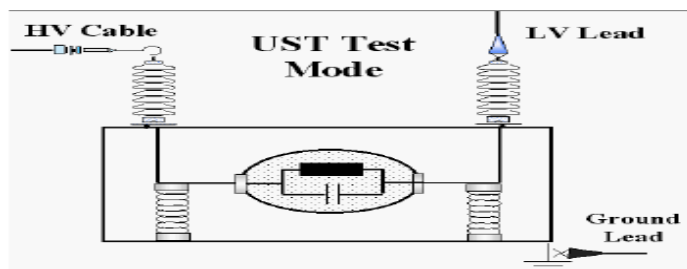


Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 92.

Los interruptores neumáticos también llamados interruptores de aire comprimido, enfrían el arco eléctrico por medio de aire seco y limpio a presión. Las presiones de operación varían entre 15-30 bares de presión, estos niveles son tan altos que el aire en el área del arco eléctrico alcanza muy altas velocidades y puede ser extinguido el arco muy rápidamente, hasta en 1 ó 2 semi-ciclos. Los interruptores neumáticos se han usado para aplicaciones especiales como interruptores de horno con un muy alto número de operaciones de conexión/interrupción de 20 a 50 interrupciones por hora y corrientes de interrupción mucho muy altas.

Los interruptores de hexafluoruro de azufre (SF6), el cual es un compuesto inorgánico muy estable, inerte hasta los 500 grados centígrados, no inflamable, no tóxico, incoloro y carente de olor, ha demostrado ser un medio excelente del enfriamiento del arco y de aislamiento para los interruptores, dicho aislante se tiene a presiones de 3 a 7 bares y solamente al operar el interruptor se aumenta la presión en el área cercana al arco, ésta área tiene el nombre de cámara de interrupción, la propiedad de capturar electrones libres y formar iones negativos, ocasiona la rápida recuperación de la resistencia dieléctrica del canal del arco inmediatamente después de la extinción del arco.

Figura 36. Prueba UST a interruptor SF6 tanque muerto



Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 110.

Los interruptores de vacío tienen alta capacidad dieléctrica que permite una distancia entre los contactos de 6 a 25 milímetros en posición abierta. Este tipo de interruptores son considerablemente compactos, prácticamente no requieren de mantenimiento y tienen larga vida. En estos interruptores el arco eléctrico se presenta por vaporización del material de los contactos, como consecuencia de las altas temperaturas concentradas en algún punto de los contactos y a la presencia del alto vacío en la cámara, así como en el cruce por cero de la señal, se condensa la mayor parte del vapor de metal en los contactos, por lo que no existe gran pérdida de material. Los contactos son comúnmente de cobre y cromo. Por lo anterior, la forma y material de los contactos del interruptor son importantes para el comportamiento del arco.

3.1.4.1. Los voltajes de prueba

Los interruptores en aceite con un voltaje nominal del aislamiento de 15 *kilo-volts* o más, por lo general se prueban a 10 *kilo-volts*. Los interruptores en aceite con un voltaje nominal del aislamiento inferior a 15 *kilo-volts*, se prueban a un voltaje correspondiente a un número entero apropiado menor o igual al voltaje nominal indicado en la placa de datos.

Tabla VI. **Voltajes de prueba doble interruptores en aceite**

Voltajes nominales del interruptor	Voltaje de prueba (kV):
Voltaje nominal mayor o igual a 15 kV	10
7,2 y 7,5 Kv	5
Voltaje nominal menor o igual a 5 kV	2

Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 91.

En el caso de un interruptor en aceite trifásico, se efectúan 9 pruebas generales de rutina, 3 por cada fase, como se indica en la siguiente tabla.

Tabla VII. **Modos de prueba doble interruptores en aceite**

N.º de prueba	Posición del Interruptor	Modo de prueba	Boquilla energizada
1	Abierto	GST	1
2	Abierto	GST	2
3	Abierto	GST	3
4	Abierto	GST	4
5	Abierto	GST	5
6	Abierto	GST	6
7	Abierto	GST	1 y 2

Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 91.

En todas las pruebas, el tanque del interruptor debe estar conectado a tierra correctamente. Es recomendable conectar la conexión a tierra del equipo de prueba directamente a la conexión a tierra del interruptor.

3.1.4.2. Corrección por temperatura

Los factores de potencia de interruptores abiertos y cerrados en el caso de interruptores, se corrigen por temperatura únicamente en base al tipo de boquilla instalada en los mismos.

Se sabe que la temperatura afectará las pérdidas del tanque en un interruptor. Debido a la cantidad de variables involucradas, aún no se ha diseñado un método cuantitativo bueno para la corrección de las pérdidas de los tanques por temperatura. En general, se sabe que el índice de pérdidas

del tanque, es superior a temperaturas más elevadas, y esto debe tenerse en cuenta al analizar los resultados de la prueba de un interruptor.

3.1.5. Transformadores de potencia

Los transformadores de voltaje nominal de 500 *kilo-volt-ampere* o menos se clasifican como transformadores de distribución y los de un voltaje nominal igual o mayor a 501 *kilo-volt-ampere* se clasifican como transformadores de potencia, estos pueden ser monofásicos o trifásicos. Existen 4 tipos de transformadores sumergidos: respirantes, de colchón de gas, con conservador y de llenado integral, actualmente sólo se instalan los últimos.

La prueba doble de factor de potencia y de pérdida dieléctrica, aplicada a transformadores, es la prueba más integral para determinar la presencia de humedad, carbonización y otros tipos de contaminación en aislamientos de líquidos, boquillas y devanados en transformadores de potencia y de distribución.

Los cambios en la capacitancia, indican distorsiones del devanado; la capacitancia se mide durante la prueba de factor de potencia. Si la prueba de corriente de excitación da como resultado un valor de corriente demasiado alto, esto indica vueltas en corto circuito o parcialmente en corto circuito. El deterioro que se produce en los aislamientos de líquidos, boquillas y devanados, puede identificarse mediante la realización de pruebas por separado de estos componentes utilizando una técnica que no requiere la desconexión física de la red del transformador. Esta técnica también posibilita la segregación del circuito dieléctrico en componentes principales de devanado a tierra y de inter devanado a modo de poder analizar eficazmente los resultados de la prueba.

A los efectos de la prueba, el procedimiento que se utiliza depende del número de devanados separados accesibles. El procedimiento de prueba del factor de potencia para un autotransformador (con devanado terciario accesible), es el mismo que para un transformador de 2 devanados. La única diferencia es la nomenclatura que se utiliza para identificar los devanados.

Al momento de probar transformadores, deben tenerse en cuenta las siguientes condiciones:

- El transformador debe desenergizarse y aislarse completamente del sistema de alimentación.
- El gabinete del transformador debe estar correctamente conectado a tierra.
- Todos los terminales de cada devanado, incluidos los neutros, deben conectarse entre sí. Esto se hace con el fin de cortocircuitar cada devanado y de esta manera eliminar los efectos de la inductancia del devanado en las mediciones del aislamiento.
- Si la unidad está equipada con un cambiador de tomas de carga (LTC), debe configurarse en una posición de neutro desactivado. Algunos diseños de transformadores tienen elementos tipo descargador asociados con el LTC que no pueden cortocircuitarse eficazmente, si el LTC se encuentra en la posición neutra, aun cuando los terminales del devanado del transformador se cortocircuitaran externamente.

3.1.5.1. Voltajes de prueba

En las pruebas de factor de potencia de aislamiento, se recomienda que el voltaje no supere la mitad del voltaje de prueba de baja frecuencia. El nivel básico de aislamiento (BIL) más bajo es 30 *kilo-volts*, el cual se aplica hasta devanados de 120 *volts* incluidos y a neutros de los devanados. El voltaje de prueba de baja frecuencia que corresponde a 30 *kilo-volts* BIL es 10 *kilo-volts*. Por lo tanto, un voltaje de prueba de factor de potencia de aislamiento de 5 *kilo-volts* podría aplicarse a devanados de 120 *volts*. Se recomienda los siguientes voltajes de prueba para las pruebas de factor de potencia en transformadores de potencia y de distribución con líquido.

Tabla VIII. **Voltajes de prueba de FP** doble transformadores de potencia

Voltaje nominal del devanado del transformador	Voltaje de prueba (kV de línea a tierra)
12 y superior	10
5,04 a 8,72	5
2,4 a 4,8	2
Inferior a 2,4	1

Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 137.

En ocasiones, es útil investigar los resultados anormales mediante la realización de una serie de pruebas a diversos voltajes para determinar si la causa que provoca el resultado anormal es sensible o no lineal al voltaje, dentro del rango de los voltajes de prueba doble. Esto puede significar que se aumente el voltaje de prueba por encima de lo que indica la norma.

3.1.6. Transformadores de potencial

Los Transformadores de Potencial (TP) son de uso común en sistemas de potencia de alto voltaje, para la indicación del voltaje en aplicaciones que incluyen medición y protección. Las pruebas doble se llevan a cabo como rutina en el aislamiento de los devanados y de las boquillas de estos equipos. Debido al bajo voltaje de los secundarios del TP, las pruebas doble de estos equipos, generalmente se realizan sólo en el lado primario.

La unidad se desenergiza y los terminales de línea, se conectan a tierra antes de intentar aislar los terminales. Dado que los secundarios de 2 o más TP pueden estar conectados en paralelo, puede producirse un retorno de voltaje a través de los secundarios que genere un alto voltaje a lo largo del devanado primario en una unidad aparentemente sin energía. Además de aislar y conectar a tierra los terminales de línea del devanado primario, deben quitarse los fusibles secundarios y otros cables para aislar la unidad del sistema de manera completa y eficaz.

3.1.6.1. Voltajes de prueba

Para los TP diseñados para funcionamiento línea a línea, el voltaje de prueba se determina en base al voltaje entre los terminales de línea y tierra. El terminal neutro puede tener un voltaje nominal de 5 *kilo-volts* y quizás menor. Es preferible realizar las diversas pruebas en cada TP al mismo voltaje. Para la prueba de verificación con la boquilla neutra conectada al protector, puede aplicarse un voltaje de prueba más alto, ya que la boquilla neutra se encuentra esencialmente a potencial de tierra para estas mediciones.

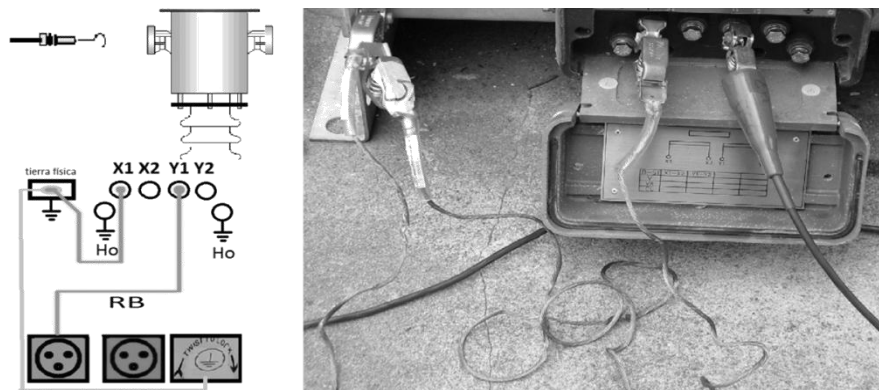
Las 2 pruebas de corriente de excitación deben realizarse al mismo voltaje con el fin de comparar sus resultados. En los casos de TP línea a tierra, este voltaje de prueba está limitado por el voltaje nominal de la boquilla neutra, por lo general 5 *kilo-volts* o menos.

Tabla IX. Voltajes de prueba doble para TP de línea a línea

Tp de línea a línea con aislamiento inferior a 15 kV	
Voltaje nominal TP (kV)	Voltaje de prueba (kV)
7,2 a 8,7	5
4,2 a 5,0	2,5
2,4	2

Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 157.

Figura 37. Prueba Doble de tp capacitivo



Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 160.

En ocasiones, es útil investigar los resultados anormales en estas unidades, mediante la realización de una serie de pruebas a diversos voltajes

para determinar si la causa que provoca el resultado anormal es sensible o no lineal al voltaje, dentro del rango de los voltajes de prueba doble. Esto puede requerir que se incremente el voltaje de prueba a 12 *kilo-volts* en el caso de unidades que normalmente se prueban a 10 *kilo-volts*.

3.1.7. Transformadores de corriente

Los Transformadores de Corriente (TC) varían en voltaje nominal hasta llegar a los valores más altos actualmente en servicio. Las unidades de voltaje alto y extra alto generalmente corresponden a la variedad con aceite. Las unidades de voltaje más bajo pueden estar rellenas con aceite o bien ser del tipo seco.

Tabla X. Voltajes de prueba doble para TC de tipo seco

Voltaje nominal del aislamiento menor o igual a 15 kV	
1	2 Kv
2	Voltaje de funcionamiento de línea a tierra
3	Entre un 10 y un 25 por ciento mayor al voltaje de funcionamiento de línea a tierra

Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 172.

Para las unidades con voltaje nominal de aislamiento mayor o igual a 15 *kilo-volts*, efectúe la prueba a 10 *kilo-volts*. En ocasiones, es útil investigar los resultados anormales en estas unidades mediante la realización de una serie de pruebas a diversos voltajes para determinar si la causa que provoca el resultado anormal, es sensible o no lineal al voltaje, dentro del rango de los voltajes de prueba doble. Esto puede requerir que se incremente el voltaje a 12

kilo-volts. Para el caso de unidades con un voltaje nominal del aislamiento inferior a 15 *kilo-volts*, elija un voltaje de prueba apropiado, que sea un número entero, menor o igual al voltaje nominal indicado en la placa de datos.

Para unidades con un voltaje nominal del aislamiento superior a 15 *kilo-volts*, efectúe las pruebas a 2 y 10 *kilo-volts*. Para unidades con un voltaje nominal del aislamiento menor o igual a 15 *kilo-volts*, efectúe las pruebas de la siguiente manera:

3.1.8. Apartarrayos

Estos también son conocidos como descargadores de sobretensión, es uno de los dispositivos de protección más importantes que se utilizan en los sistemas eléctricos, lo que permite asegurar la continuidad del funcionamiento a pesar de que se produzcan sobretensiones reiteradas como consecuencia de descargas atmosféricas y de conmutaciones.

Su función debe ser la de un interruptor, normalmente abierto, pero que se cierra para descargar corrientes transitorias que acompañen una perturbación. Luego de descargar corrientes transitorias, debe abrirse nuevamente para evitar el flujo de energía del sistema, lo que sería destructivo para sí mismo y provocaría perturbaciones en el sistema.

En condiciones normales, debe ser un aislante, pero en el instante en que hay una perturbación, debe convertirse en un conductor de resistencia lo suficientemente baja como para evitar que se produzcan voltajes peligrosos que podrían destruir el aparato que protege.

Una vez concluida la perturbación, debe retornar a su función de aislante. Salvo el caso de unidades extremadamente antiguas y de algunas unidades de tensión extra alta (EHV) modernas, la mayoría de los descargadores de tipo intermedio y para estaciones instaladas actualmente en los distintos sistemas, corresponden al diseño unitario, en el cual los componentes correspondientes a los entrehierros y a la válvula se encuentran encerrados en un único encapsulado de porcelana. Esto hace que cada unidad sea un descargador independiente.

Estos emplean un conjunto de entrehierros separados conectados en serie con resistores en derivación para proteger los entrehierros y proporcionar una distribución de voltaje uniforme a lo largo de las unidades y entrehierros individuales. Asimismo, los resistores en derivación brindan suficiente calor para mantener una temperatura interna levemente superior a la ambiente y, por lo tanto, ayudan a proteger de la humedad a los entrehierros. Todos los elementos de la válvula utilizan materiales que presentan características no lineales de *volts-ampères*, como resultado de la capacidad de los materiales para reducir sus resistencias eléctricas cuando aumenta el voltaje aplicado entre sus terminales.

Los entrehierros derivados mediante resistores y las válvulas en una unidad descargadora crean un circuito serie en paralelo con el encapsulado de porcelana. De esta manera, el descargador posee características eléctricas, tales como clasificación de corriente de CA y pérdida dieléctrica, que se pueden medir. Los resistores que derivan los entrehierros, generalmente se eligen para conservar la uniformidad, de modo que su aporte a estas características sea considerablemente uniforme entre unidades similares. Los bloques de válvulas, los cuales poseen una resistencia relativamente elevada, no poseen un efecto

considerable sobre las características de prueba de un descargador en buenas condiciones.

En la actualidad, la mayoría de los principales fabricantes tienen disponibles descargadores modernos del tipo película de óxido. Mientras algunos fabricantes emplean entrehierros en su diseño, otros no lo hacen. Las fallas producidas en los descargadores de la actualidad, en la mayoría de los casos, pueden atribuirse a una de cinco causas. Estas son:

- Unidades dañadas, defectuosas o contaminadas
- Impacto directo de rayos, o prácticamente directo
- Sobre voltaje de larga duración como resultado de conmutaciones
- Uso inadecuado
- Sobre voltajes dinámicos prolongados

De estas causas, las 4 últimas corresponden a problemas relacionados con el diseño y el uso. La experiencia demuestra que la medición de la pérdida dieléctrica sirve para detectar descargadores defectuosos, contaminados o deteriorados. Si bien la prueba de pérdida dieléctrica puede no relacionarse directamente con las características de protección del descargador, es una prueba de su condición mecánica y de sus cualidades aislantes. Asimismo se recordará que durante la mayor parte de su vida útil, el descargador depende de su capacidad como aislante. Es posible que aquellas condiciones que alteran las cualidades mecánicas y aislantes de un descargador, también afecten su capacidad para funcionar como un dispositivo de protección.

3.1.8.1. Voltajes de prueba

Los descargadores poseen características no lineales de *volts-amperes*, es decir; la resistencia/impedancia varía según el voltaje aplicado

Es importante que las pruebas de pérdida dieléctrica de CA doble efectuadas en los descargadores, se desarrollen con los voltajes de prueba indicados, a los efectos de permitir la realización de comparaciones útiles entre las unidades.

Tabla XI. Voltajes de prueba doble para apartarrayos

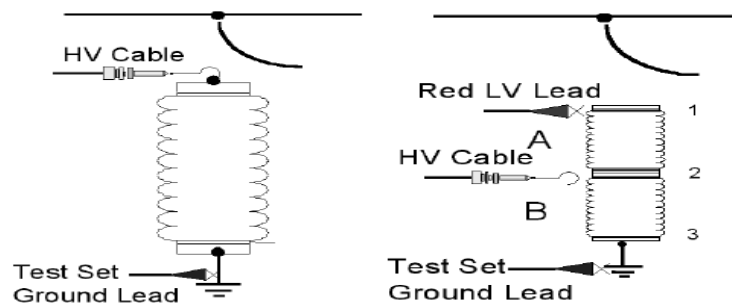
Tipo de descargador	Máxima tensión de operación continua (MCOV) kV	Voltaje nominal del descargador (kV)	Voltaje de prueba doble (kV)
Carburo de silicio		3,0	2,5
		4,5	4,0
		6,0	5,0
		7,5	7,0
		9,0/10,0	7,5
		12,0 y superior	10,0
Óxido metálico	2,2 a 2,55	2,7 a 3,0	2,0
	3,7 a 10,6	4,5 a 12,0	2,5
	mayor o igual a 12,7	mayor o igual a 15,0	10,0

Fuente: Doble Ingeenering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 239.

En algunos casos, los datos de pérdida de *watts* tabulados que se obtienen a través de los equipos de 10 *kilo-volts* de doble se limitan a determinadas marcas y tipos de descargadores. Sin embargo, para algunas unidades, es posible que haya datos registrados en términos de *miliwatts*

obtenidos mediante los equipos de 2,5 *kilo-volts* de doble. En estos casos, deben realizarse pruebas complementarias a 2,5 *kilo-volts*, mediante el equipo M4000.

Figura 38. **Apartarrayos, conjuntos de 1 y 2 unidades**



Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 241.

Debe tenerse cuidado en el caso de unidades de descargadores que poseen conexión a tierra a través de detectores de corriente de fugas, o contadores de descarga. A los efectos de la prueba, el detector o el contador deben ser cortocircuitados mediante la puesta a tierra directa de la base del descargador. Este cortocircuito debe retirarse antes de que el descargador sea puesto en funcionamiento nuevamente.

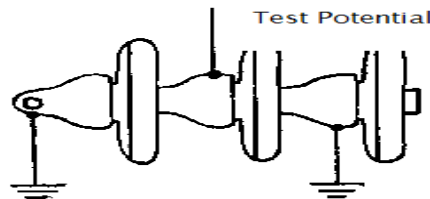
3.1.9. Aisladores

Los aisladores de suspensión de porcelana que forman parte de una serie y pueden probarse mediante el método de pérdida dieléctrica. La sección de la línea conectada a los aisladores debe retirarse de servicio y conectarse a tierra. El procedimiento consiste en conectar a tierra el herraje que se encuentra por encima de un aislante y por debajo de otro, aplicando un voltaje de prueba de

10 *kilo-volts* a este herraje. Como consecuencia, se prueban 2 aisladores en paralelo.

Una vez probadas varias unidades similares bajo las mismas condiciones, pueden determinarse los valores promedio normales de corriente y pérdidas de *watts*. Los aisladores que tengan corrientes y pérdidas considerablemente superiores al promedio, deben retirarse de servicio.

Figura 39. **Prueba de un aislante de suspensión**



Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 283.

La experiencia demuestra que 2 aisladores típicos en buen estado que se prueban según se indicó anteriormente, tendrán una corriente y una pérdida de 250 a 300 *micro-amperes* y de 0,05 a 0,10 *watts* respectivamente a 10 *kilo-volts*.

Los aisladores de porcelana de una pieza que forman parte de la estructura de una barra colectora, pueden probarse individualmente mediante el método de pérdida dieléctrica.

El procedimiento consiste en conectar a tierra la barra colectora y la base del aislante y aplicar un voltaje de prueba de 10 *kilo-volts* en el centro de la porcelana. Esta prueba mide las pérdidas de la mitad superior e inferior de la

porcelana en paralelo con la conexión a tierra. El contacto con la porcelana debe efectuarse mediante un collar correctamente ajustado.

Una vez probados varios aisladores similares bajo las mismas condiciones, pueden obtenerse los valores promedio de corriente y de *watts*. Los aisladores que tengan pérdidas considerablemente superiores al valor promedio, deben retirarse de la estructura de la barra colectora para poder realizar otras pruebas y comprobar que no existan fisuras ni contaminación interna.

3.1.10. Prueba doble relación de transformación

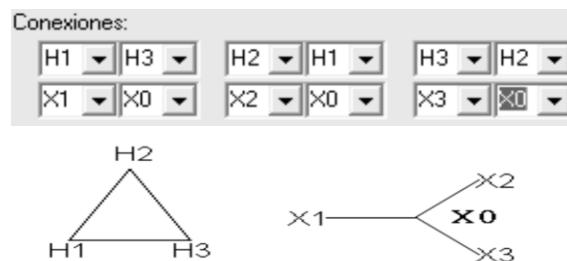
Las pruebas de relaciones de transformación que se realizan tradicionalmente a un voltaje muy bajo (posiblemente 100 *volts*) confirmarán el estado del devanado en todos los casos salvo algunos pocos. Un ejemplo de estos pocos casos puede ser la existencia de una zona en una vuelta cuyo aislamiento es casi inexistente debido a algún tipo de actividad no deseada, pero que todavía soporta el bajo voltaje que aplica el equipo de pruebas TTR. Si se energiza esta zona a 10 *kilo-volts*, el escaso aislamiento restante desaparece y muestra qué vuelta está cortocircuitada. Esta es una herramienta adicional, especialmente útil para transformadores que podrían ser defectuosos y en los cuales otras pruebas no ofrecen información útil.

Se mide energizando el devanado de alto voltaje del transformador con el capacitor conectado al devanado opuesto o al devanado de bajo voltaje correspondiente. Esto se denomina capacitancia aparente. La relación de transformación se calcula como la relación de la capacitancia verdadera a la aparente.

Para que la prueba de relaciones de transformación arroje resultados positivos, las conexiones deben realizarse en las fases correspondientes y con la polaridad adecuada. Esta información se encuentra en el diagrama vectorial ubicado en la placa de datos del transformador. Los devanados de alto y bajo voltaje deben estar representados por líneas paralelas y con polaridad correcta.

Si se observa la figura 40, la línea H1-H2 es paralela a la línea X0-X2, por lo que se sabe que ambas corresponden a la misma fase. Para obtener la polaridad correcta, H2 se encuentra en el mismo extremo de la línea H1-H2, como X2 en la línea X0-X2, por lo que H2 corresponde a X2 en cuanto a polaridad, como H1 corresponde a X0. Por lo tanto, si se desea energizar el extremo H2 del devanado H1-H2 y conectar a tierra el extremo H1, se debe ubicar el capacitor en el extremo X2 del devanado X2-X0 y el extremo X0 se conecta a tierra.

Figura 40. **Conexiones prueba de relaciones de transformación**



Fuente: Doble Engineering Company. Procedimientos de pruebas doble. p. 202.

La primera prueba se efectuará entonces al energizar H1, la conexión a tierra de H3, la prueba UST de X1 a través del capacitor y conexión a tierra de X0. Las conexiones del devanado H se han seleccionado de modo tal que la conexión del neutro del devanado X0 pueda ser la misma para las 3 pruebas.

3.2. Transport X

El análisis de gases disueltos ha sido esencial por muchos años para la detección de fallas incipientes, evitar paros de unidades costosas y optimizar el servicio de los equipos.

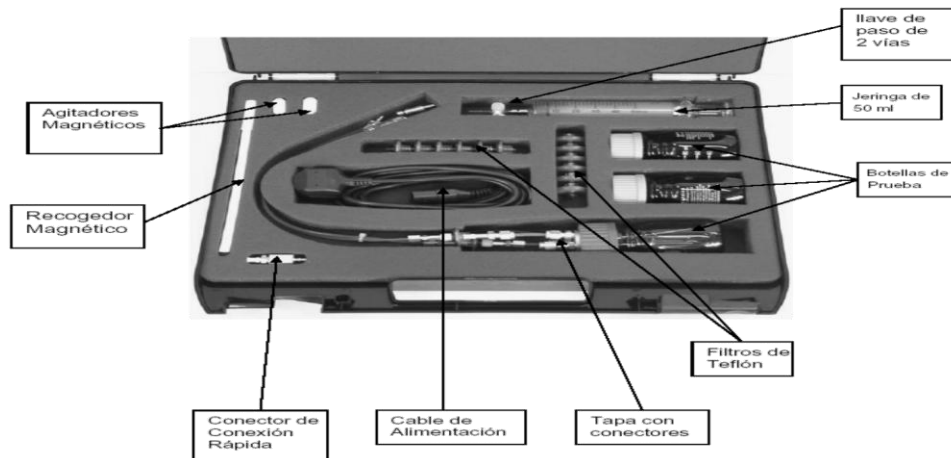
El Transport X, es un equipo compacto y portátil de prueba para Análisis de Gases Disueltos (AGD) en equipos con aceite aislante, permitiendo la obtención de resultados exactos, rápidos y confiables en campo. Los gases son extraídos de una muestra de aceite usando un método de equilibrio dinámico altamente estable, para medirlos usando el método de espectroscopia foto-acústica. Proporciona mediciones de todos los gases de falla además humedad, y muestras de gas tomadas en la parte superior del aceite dentro de un contenedor del transformador o de un relevador Buchholz. El rango dinámico de medición junto con la nula contaminación entre muestras, hace muy conveniente probar cambiadores de derivaciones e interruptores.

Figura 41. **Transport X**



Fuente: Kelman Ltd., Manual analizador de gases disueltos portátil transport X. p. 1.

Figura 42. **Accesorios Transport X**



Fuente: Kelman Ltd., Manual analizador de gases disueltos portátil transport X. p. 7.

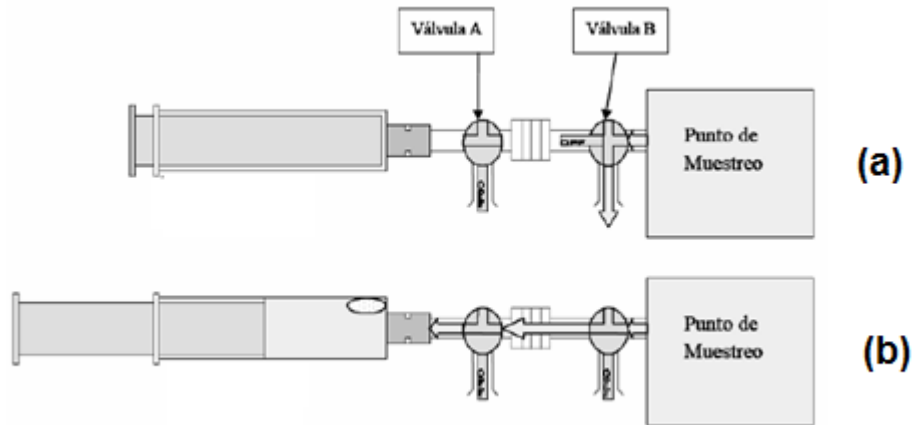
Dentro de los accesorios se incluye una botella de prueba con conectores y tubos de conducción y una jeringa para extraer una muestra de aceite de 50 mililitros del equipo bajo prueba e inyectarla a la botella de prueba, contiene también un ordenador y una pantalla digital integrada.

3.2.1. **Toma de muestra de aceite**

La correcta toma de muestras de aceite aislante, es esencial para asegurar que una muestra representativa sea obtenida y proporcione una idea exacta de la condición total del aceite dentro del equipo.

El método descrito a continuación, asegura obtener una buena muestra lista para inyectarse al Transport X sin riesgo de contaminación posterior a su extracción. Muchas configuraciones diferentes son posibles, pero el requerimiento es el mismo para cualquiera.

Figura 43. **Extracción de muestra**



Fuente: Kelman Ltd., Manual analizador de gases disueltos portátil transport X. p. 31.

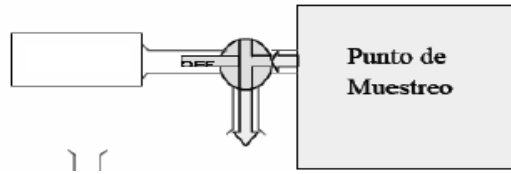
El contenedor de la muestra consiste de una jeringa de vidrio de 50 mililitros a la cual es conectada la llave de 3 vías de plástico. Conecte la jeringa a la válvula B en el punto de muestreo del equipo como se muestra en la figura 43 (a). Gire la válvula B para permitir que salga un poco de aceite de desperdicio.

Permita que aproximadamente 1 litro de aceite salga hacia un contenedor de desperdicios. Gire la válvula B y extraiga suavemente aceite a la jeringa. En la figura 43 (b) se aprecia la burbuja de aire del volumen muerto en las válvulas, las cuales deberán ser extraídas hacia la jeringa y algunos gases presentes se disolverán en el aceite. También algunos de los gases en el aceite se escaparán en estas burbujas. Este aceite y gases no deben ser considerados representativos del aceite en el transformador.

Gire la válvula B y permita que el aceite salga de esta válvula al contenedor de desperdicios como se ve en la figura 44. La cantidad de aceite

que debe salir en este momento, dependerá del tamaño del equipo que está siendo probado pero podría variar entre 1 y 4 litros.

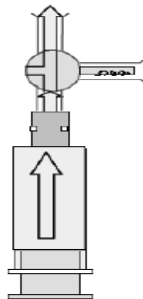
Figura 44. **Purga de aceite con sedimentos**



Fuente: Kelman Ltd., Manual analizador de gases disueltos portátil transport X. p. 31.

Al mismo tiempo, desconecte la jeringa de la válvula B y sosteniéndola en posición vertical hacia arriba, saque todas las burbujas y casi todo el aceite de la jeringa como se ven en la siguiente figura.

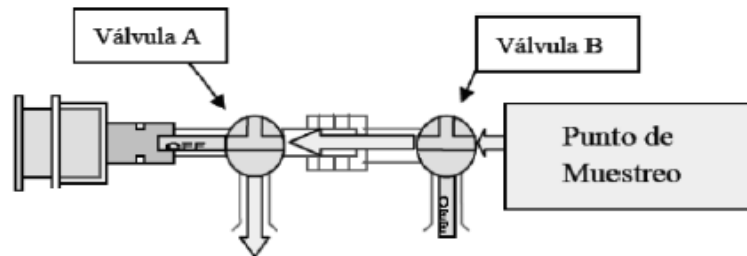
Figura 45. **Desconexión de jeringa**



Fuente: Kelman Ltd., Manual analizador de gases disueltos portátil transport X. p. 31.

Gire la válvula A cuando haya sacado casi todo el aceite, dejando aproximadamente 2 mililitros en la jeringa. En la figura 46, se observa la conexión de nuevo la jeringa en la válvula B. Gire entonces la válvula B y permita que un pequeño volumen de aceite salga hacia el brazo abierto de la válvula A.

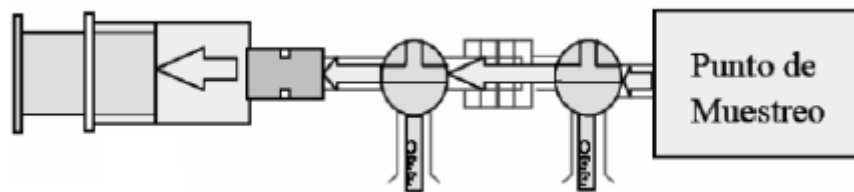
Figura 46. **Cierre de válvula 3 vías**



Fuente: Kelman Ltd., Manual analizador de gases disueltos portátil transport X. p. 32.

Gire la válvula A y extraiga suavemente 50 mililitros de aceite con la jeringa como se aprecia en la figura 47. Saque este aceite de la jeringa hacia el contenedor de desperdicios (esto es importante para asegurarse de evitar contaminación con aceite previamente extraído).

Figura 47. **Extracción de aceite**



Fuente: Kelman Ltd., Manual analizador de gases disueltos portátil transport X. p. 32.

- Repita los pasos anteriores de 3 a 5 veces
- Vuelva a extraer suavemente 50 mililitros de aceite con la jeringa.
- Gire la válvula B para detener la salida de aceite del transformador
- Gire la válvula A y desconecte la jeringa de la válvula B.

Habiendo obtenido una muestra representativa de aceite, es muy importante que esta sea manejada correctamente para asegurar resultados confiables. Debe seguirse el procedimiento para la inyección del aceite.

- Inspeccione la muestra de aceite para asegurarse que no hay burbujas grandes presentes. Si se observan burbujas presentes, inspeccione la llave de 3 vías en la punta de la jeringa, para asegurarse que no se ha aflojado o si la válvula está orientada correctamente. Si encuentra algún problema, la muestra debe ser tomada de nuevo. Si la válvula está colocada y cerrada correctamente, entonces el émbolo debe ser puesto bajo una presión positiva y agitarse vigorosamente hasta disolver las burbujas en el aceite.

Figura 48. **Conector retráctil hembra**



Fuente: Kelman Ltd., Manual analizador de gases disueltos portátil transport X. p. 34.

- Una vez que se ha confirmado que la muestra ha sido preparada correctamente, el conector rápido macho deber ser colocado en la llave

de 3 vías como se ven en la figura 48. Asegúrese que el conector esté libre de aceite.

Figura 49. **Conector macho de válvula de conexión rápida**



Fuente: Kelman Ltd., Manual analizador de gases disueltos portátil transport X. p. 34.

- Conecte la jeringa a la botella. Sujete el conector retráctil hembra en la tapa de la botella con los dedos pulgar e índice y empújelo hacia abajo. En la figura 49, se ve como se inserte la jeringa con el conector macho de conexión rápida firmemente en el conector hembra hasta que se escuche un ligero sonido. Libere entonces el conector retráctil hembra.
- Gire la válvula de 3 vías a 90 grados como se muestra en la figura 51, para abrir el canal de la jeringa a la botella y cierre el brazo del lado de la válvula.
- Presione lentamente el émbolo de la jeringa totalmente. Cuando el émbolo de la jeringa este totalmente presionado, espere de 3 a 4 segundos y desconecte la jeringa y la válvula de conexión rápida. Para hacer esto, oprima hacia abajo el conector retráctil hembra y levante la jeringa, la válvula de 3 vías y el conector macho de conexión rápida del conector retráctil hembra.

Figura 50. **Botella de prueba con conectores**



Fuente: Kelman Ltd., Manual analizador de gases disueltos portátil transport X. p. 4.

Figura 51. **Lista de resultados en pantalla**

Results			kelman
Gas	Abbr.	Conc. (ppm)	Type:
CarbonDioxide	CO2	704	Transformer
CarbonMonoxide	CO	2	Equipment ID:
Ethylene	C2H4	8	80-118
Ethane	C2H6	22	Location:
Methane	CH4	12	lab
Acetylene	C2H2	<1	Oil Sampling Point:
-----			BOTTOM
TDCG		46	Date:
% RS of Oil		26.3%	10 Aug 05
Comment		dummy te	

Fuente: Kelman Ltd., Manual analizador de gases disueltos portátil transport X. p. 19.

- Es importante que se haga una correcta limpieza del equipo y accesorios para evitar cualquier contaminación de muestras futuras. Con la limpieza adecuada se mantiene también al Transport X y sus accesorios en buenas condiciones.

3.3. Cámara térmica V384

Esta cámara térmica, es inteligente, innovadora, pues integra a su sistema IR de imagen térmica, múltiples tecnologías en una cubierta rugosa, compacta y duradera magnalium, que ofrece un amplio surtido de los rasgos inesperados que permiten a termógrafos trabajar con la eficacia y la productividad que requiere la industria moderna.

Figura 52. V384 cámara térmica

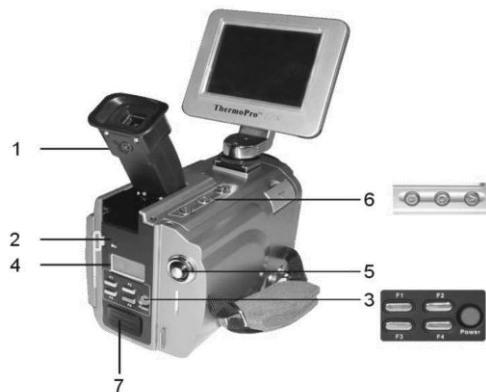
1. VGA LCD Pantalla Táctil
2. IR lentes
3. Engranaje de enfoque visual
4. VGA video interface
5. USB2.0 interface
6. Puerta de Batería
7. Hebilla para correa de cuello
8. Visor



Fuente: Thermocom. Manual cámara térmica V384. p. 11.

Figura 53. Cámara térmica V384

1. Ajustador de dioptría
2. Micrófono para registrar anotación de voz
3. F1-F4 Botones de función y botón de poder
4. Despliegue de estado para el poder, USB, Bluetooth y tarjeta SD
5. Palanca de mano 6. Botón S, Botón C y Botón A
6. Ventana Bluetooth.



Fuente: Thermocom. Manual cámara térmica V384. p. 11.

3.3.1. Guía de inspección termográfica

En una inspección, se debe tener suficiente conocimiento de los componentes observados, su construcción y teoría de funcionamiento de los diversos sistemas, para entender los patrones térmicos de la radiación.

En el caso de inspecciones eléctricas, deberá contar con la asistencia de un electricista con licencia, para identificar y descubrir los equipos a inspeccionar. No tocará o removerá componentes o equipos que estén bajo la responsabilidad de otras personas calificadas.

Un termógrafo, no debe realizar mediciones de cargas en sistemas eléctricos energizados, ni tocará ningún equipo, del cual siempre se mantendrá a una distancia segura. Cumplirá con las normas de seguridad correspondientes a la actividad a realizar. Las reglas de seguridad de acuerdo al tipo de inspección, al área de trabajo o proceso, siempre deberán ser observadas por él y nunca deberá realizar ninguna actividad que se considere riesgosa. Siempre podrá encontrarse en áreas con piso irregular, resbaloso, tuberías muy bajas, partes de en rotación, grandes alturas, barandales flojos o poco espacio.

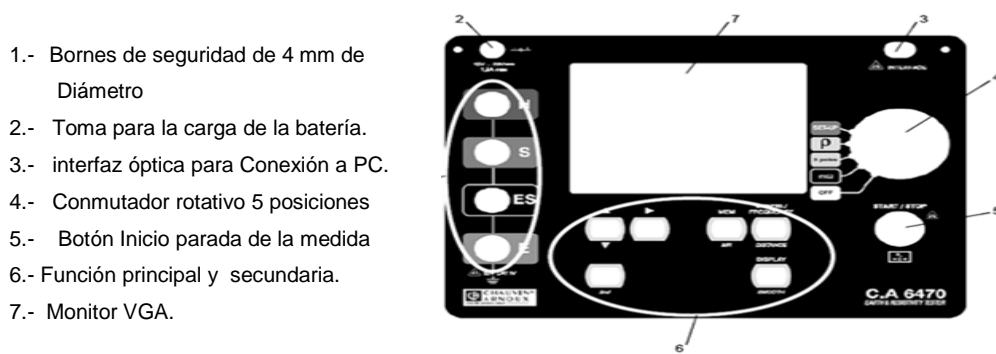
El exceso de confianza, es un factor que ocasiona la mayoría de los accidentes. Siempre se deberá dar aviso que se hará una inspección y solicitar los respectivos permisos para poder ingresar a un área.

El uso de visores mono-oculares, es riesgoso, hay que recordar que es una tendencia natural, cerrar un ojo y observar con el otro, a través del visor. Cuando se encuentra en áreas energizadas, es recomendable, utilizar el monitor externo de la cámara y nunca el visor mono-ocular.

3.4. Controlador de tierras y resistividad CA 6470

El controlador de tierras y resistividad es un aparato de medida portátil, destinado al control de la resistencia de tierra y a la medida de resistividad de suelos.

Figura 54. Panel de control CA 6470

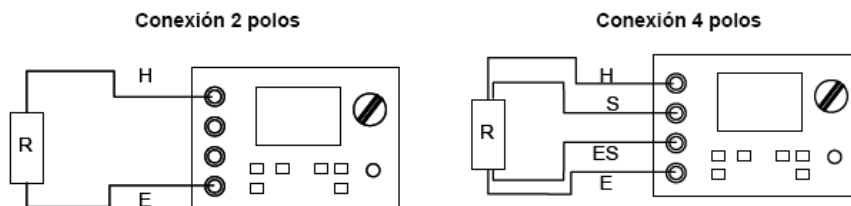


Chauvin Arnoux. Controlador de tierra y de resistividad CA6470. p. 115.

3.4.1. Medida de resistencia y continuidad

Se coloca en la posición ($m\Omega$), en dicha posición el aparato mide una resistencia hasta $100\text{ k}\Omega$; la corriente DC de medida es $\geq 200\text{ mA}$ hasta 20Ω .

Figura 55. Conexiones posición $m\Omega$



Chauvin Arnoux. Controlador de tierra y de resistividad CA6470. p. 124.

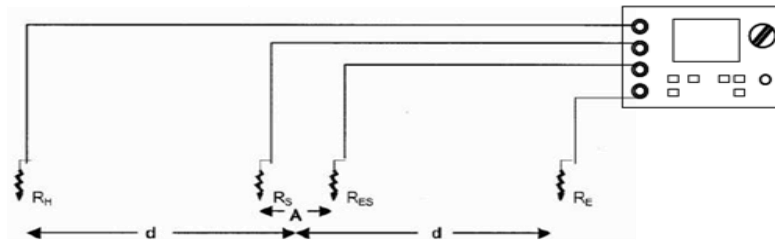
3.4.2. Medida de resistividad del suelo

Se coloca en la posición ($m\rho$), en dicha posición la resistividad de los suelos se calcula a partir de la medida de la resistencia R_{S-ES} y de las distancias entre las piquetas de medida. Son posibles 2 métodos de modos operativos y de cálculo.

3.4.2.1. Método de Schlumberger

Cuando se desea trazar el perfil de la resistividad en función de la profundidad del suelo, se utiliza el método de Schlumberger, es más fácil de aplicar, puesto que sólo debe desplazarse 2 electrodos: los 2 electrodos exteriores.

Figura 56. Método de Schlumberger



Chauvin Arnoux. Controlador de tierra y de resistividad CA6470. p. 124.

La resistividad del suelo se calcula, mediante la fórmula:

$$\rho_s = P \frac{d^2 - \frac{A^2}{4}}{A} R_{S-ES} \quad 3.1$$

Donde:

- ρ_s = Resistividad superficial calculada (Ωm)
- d = Distancias a programar para el cálculo de la resistividad (m).
- A = Distancias a programar para el cálculo de la resistividad (m).
- R_{S-ES} = Resistencia entre los electrodos S y ES

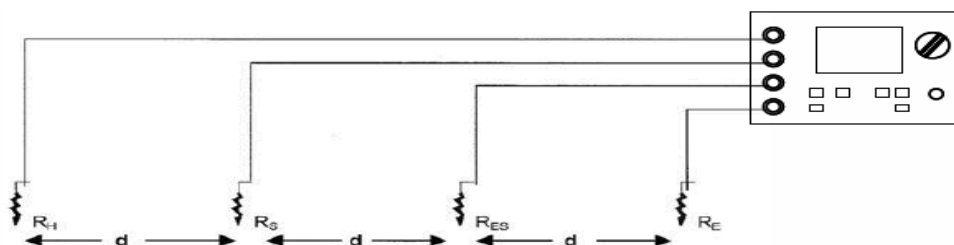
3.4.2.2. Método de Wenner

Para medir la resistividad del terreno, normalmente se utiliza el método de Wenner o de los 4 electrodos, mediante este método, debe desplazarse los 4 electrodos, haciendo una cuadrícula del terreno y realizando varias mediciones con separación variable entre los electrodos.

Este método consta de 4 electrodos de pequeñas dimensiones dispuestos en línea recta, siendo los 2 electrodos interiores de potencial y los 2 exteriores de corriente. Las mediciones deben realizarse principalmente sobre las diagonales del terreno, sobre las líneas trazadas en el terreno.

Es conveniente que la lectura se tome variando la distancia entre los electrodos, partiendo siempre del centro del terreno, incrementando la separación inicial, en intervalos de 1,6 metros hasta cubrir el área del terreno.

Figura 57. Método de Wenner



Chauvin Arnoux. Controlador de tierra y de resistividad CA6470. p. 131.

La resistividad del suelo se calcula, mediante la fórmula:

$$\rho_s = 2\rho dR_{S-ES} \quad 3.2$$

Donde:

ρ_s = resistividad superficial calculada (Ωm)

d = distancias a programar para el cálculo de la resistividad (m).

R_{S-ES} = resistencia entre los electrodos S y ES

4. MANTENIMIENTO POR DIAGNÓSTICO

Para que la unidad de pruebas especiales de diagnóstico, sea formada de manera eficiente, requiere de la elaboración de un plan de implementación acorde a las necesidades de la empresa, por lo que es recomendable enfatizar el cumplimiento de pasos fundamentales para alcanzar un mínimo nivel de confiabilidad del sistema y que asegure un adecuado nivel de mantenimiento a los equipos de potencia. El incumplimiento de alguno de estos requisitos, dará como resultado un análisis superficial y en oportunidades erróneo, que tendrá como consecuencia un aumento de los costos, ya sea por efectuar reparaciones innecesarias o inadecuadas, como por estar expuesto a fallas progresivas del material.

Los pasos identificados se definen como sigue:

- Estudio de la organización, definiendo necesidades, capacidades y sistema de administración interna. En suma conocer la estructura interna en la cual se implementará el sistema, para ajustarse a las necesidades de la empresa.
- Creación de la estructura orgánica técnico-administrativa con la cual se trabajará, definiendo las responsabilidades del personal de la organización, y avistar la posible contratación de personal competente. Esto se considera prioritario, pues gracias a esta etapa se establecerán los requerimientos humanos y materiales mínimos de operación.
- Análisis de los especímenes sujetos a prueba, definiendo las técnicas relevantes de diagnóstico, así como la forma de aplicación. En este

sentido, es menester señalar que las técnicas a implementar serán analizadas para cada espécimen en particular, ya que las características propias de ellas determinarán la mejor forma en las que pueden ser analizadas.

- Capacitación del personal acorde a sus funciones en el proceso de mantenimiento. Será necesario definir los perfiles profesionales de cada integrante de la organización, a fin de determinar la capacitación requerida por cada uno de ellos. Se debe hacer hincapié en señalar la necesidad de contar con personal idóneo en el análisis y diagnóstico de la maquinaria, debiéndose resaltar la gran importancia que posee la experiencia en su rendimiento profesional.
- Adquisición de equipamiento que permita la óptima implementación del sistema. Se deberá tener especial cuidado en las capacidades de los equipos y en su adecuada compatibilidad con el equipamiento computacional existente en la organización.

Aunado a estos pasos fundamentales, también se debe armonizar el ambiente tecnológico, organizativo y cultural de la superintendencia, que haga propicio el buen desarrollo de la nueva unidad de pruebas subrayando el compromiso de alargar la vida útil de los equipos de potencia, para lo cual se propone:

- Adoptar la filosofía de trabajo en equipo, colaborativa y concurrente, para la gestión del crecimiento del propio proyecto. Estableciendo la planificación, la gestión de todo tipo (autorizaciones de acceso, responsabilidad de revisión) y el seguimiento del proyecto según este modo de proceder.

- Establecer acuerdos de colaboración con la Empresa de Transporte y Control (ETCEE) dada la experiencia que tienen en el uso de equipos de medición. Con la División de Desarrollo Informático (DDI) para el desarrollo de Software Grafico de Tendencias y Análisis (SGTA) que constará de perfeccionamiento de bases de datos y aplicaciones que logren desplegar historiales gráficos por equipo y así facilitar el análisis de resultados. Con 2 o 3 empresas de la cadena de proveedores relevantes del sector. Y Con instituciones académicas como la universidad de San Carlos de Guatemala (USAC) proveedora de estudiantes de práctica supervisada (EPS) que oxigenen y propicien la mejora continua del sector eléctrico estatal.

De lo anterior se puede entonces resumir en 5 pasos básicos recomendados para formalizar la implementación en forma eficiente de un equipo dedicado a la gestión de mantenimiento por diagnóstico:

- Estudio de la organización
- Estructura orgánica
- Técnica de tabulación y análisis de resultados
- Plan de capacitación
- Ambiente de organización tecnológica

4.1. Estudio de organización

La empresa de generación de energía eléctrica del INDE, es la encargada de administrar, operar y mantener en óptimas condiciones 9 centrales de generación hidroeléctrica (Chixoy, Jurún Marinalá, Los Esclavos, Santa María, El Porvenir, El Salto, Palin II y Chichaic), y la central térmica Escuintla. Así como coordinar sus programas y actividades con otros agentes del mercado

eléctricos relacionados, planificar, diseñar, financiar, construir y supervisar las obras de infraestructura necesarias. Parte de los objetivos organizacionales de la institución esta 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. Bajo esta premisa se confía que en el apoyo total en la disponibilidad de logística, permisos de acceso y soportes incondicionales por parte del personal administrativo y técnico en la implementación.

Lo relevante de esta información, para los objetivos del proyecto, es el número de centrales con que cuenta la institución, pues esto da la idea sobre la gran cantidad de equipo sujeto a pruebas de diagnóstico, sumándole a esto la posición geográfica de cada una de ellas, con lo que se debe de enfatizar la distancia entre centrales, este es un dato importante, pues determinará cuál será el *modus operandi* a la hora de elaborar la planificación de ejecución de pruebas y la cantidad de personas y equipo disponible para las mismas.

Otro dato importante, es que la superintendencia cuenta con la figura de un coordinador de mantenimiento de las plantas que se encarga de, planificar los programas y actividades con otros agentes del mercado eléctrico relacionados, y reportar al Administrador del Mercado de Mayoristas (AMM), las salidas por mantenimientos preventivos, salidas forzadas lo que brinda un gran aporte en la planificación estratégica, al tener la calendarización de disponibilidad de las centrales de generación, pues estas dejan de operar en verano dada la falta de lluvia y se justifica así su indisponibilidad con salidas de hasta 40 días, lo cual beneficia la factibilidad para ejecutar pruebas de diagnóstico.

Dentro de las desventajas previamente enfatizadas que presenta la implementación de un sistema de mantenimiento por diagnóstico, es el alto coste de los equipos así como la contratación y capacitación de personal calificado. Esta posible amenaza no implica tropiezo, dado que la institución, posee suficiente solvencia económica, lo que la llevo a la previa adquisición de equipo especializado de diagnóstico, evitando así el prolongado proceso burocrático que implica la adquisición de activos dentro de una institución estatal, quedando la necesidad de adquirir solamente su complemento, que es el personal calificado y su respectiva capacitación en el tiempo.

Esta misma solvencia económica cubre otra posible desventaja, que es la poca cobertura frente a la gran demanda que representa EGEE a la hora de realizar las pruebas de diagnóstico, dado que la institución podría subcontratar empresas externas, especialistas en el tema para satisfacer dicha demanda, a la hora de hacer una planificación general, logrando tanto abarcar un óptimo calendario de tareas en la experiencia piloto, así como agenciarse de datos de referencia de las empresas contratadas, dada su experiencia y así tener un mejor impacto al determinar la condición de los especímenes en las distintas centrales.

Y por último, pero no menos importante se tiene el dato que la institución desde el 2009, cuenta con un software dedicado en la gestión de mantenimiento, montado en todas y cada una de las centrales. Lo cual beneficia al contar con el control computarizado para la posible reprogramación de planes de mantenimiento enfocados a la filosofía predictiva, y a esto se le puede sumar que varios de los profesionales que laboran en la empresa fueron entrenados como facilitadores de una metodología denominada RCM (mantenimiento centrado en la confiabilidad) que es un análisis de modo de

fallos, con lo cual se cuenta con una herramienta más para darle vida al proyecto de manera integral y eficiente.

4.2. Estructura orgánica

Para formar un equipo interdisciplinario de profesionales dedicado a aumentar la vida útil y garantizar la confiabilidad de operación de los equipos de potencia vitales de las centrales de generación del INDE, es necesario evaluar que personal técnico profesional llena los requisitos para el aprendizaje de, ejecución de pruebas a equipos de potencia así como el subsecuente entendimiento de normas y parámetros útiles para análisis de información capturado en campo. Y avistar la necesidad de contratar personal en el caso que dentro de la institución no hubiese disponibilidad del recurso humano con las cualidades que se describen en los siguientes párrafos.

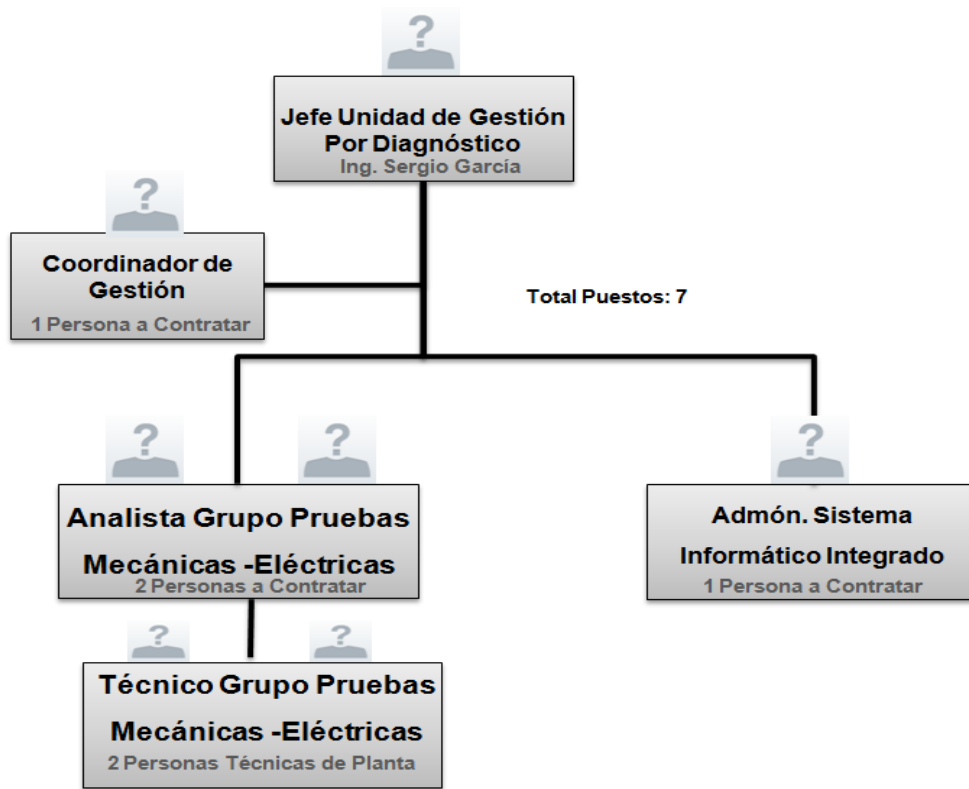
El establecimiento de una estructura organizativa y jerárquica mínima, pero funcional para la experiencia piloto como se muestra en la figura 58, para la cual se menciona en los siguientes párrafos las atribuciones básicas de los miembros de la misma, así como los perfiles recomendados para cada uno:

- Jefe de Unidad de Gestión de Mantenimiento por Diagnóstico. Coordinador del proyecto, encargado de la creación de la estructura orgánica técnico-administrativa con la cual se trabajará, definiendo las responsabilidades del personal, así como de analizar el proceso de adquisición de equipos nuevos determinando los requerimientos humanos y materiales para el óptimo desarrollo de la unidad. Responsable de establecer las relaciones entre empresas, gerente y de los analistas para la integración de todas las tareas.

Responsable del cumplimiento en forma eficaz y eficiente de los objetivos dentro de los plazos aprobados en los planes operativos. Para ello deberá coordinar y supervisar el avance del proyecto en todos los aspectos: organización, planificación, ejecución, evaluación y control. En caso de que se produzcan desvíos respecto de la planificación deberá proponer las medidas correctivas necesarias. Función que será ejercida tentativamente por el ingeniero Sergio García Smith.

- Perfil. Fortaleza para tomar decisiones con objetividad, disposición para el aprendizaje y el conocimiento, hábil para la planeación, gestión y ejecución de proyectos. Capacidad de dirigir un trabajo en equipo, logrando ir al fondo en las habilidades personales, con el fin de ayudar y motivar a los demás, ofreciendo un trabajo sólido y ético facilitando la toma de decisiones.
- Coordinador de Gestión de Mantenimiento. Responsable de planear, programar, y controlar el cumplimiento de los objetivos generales establecidos y de la gestión del flujo de actividades y tareas, también del análisis económico de las actividades para observar el retorno de las inversiones por parte de la unidad, todo esto para facilitar la toma de decisiones ante una renovación de los equipos y herramienta actuando con una visión integral de ellos, no sólo desde el punto de vista técnico, sino, desde la relación costo beneficio del proyecto. Función que será ejercida por el ingeniero a contratar. O adjuntarlo a las tareas del actual coordinador de mantenimiento de las plantas ingeniero Carlos Fuentes.
- Perfil. Emprendedor, objetivo, organizado e inteligente con capacidad para liderar proyectos en desarrollo, con criterios de calidad, y desarrollo de inteligencia colectiva del equipo.

Figura 58. Estructura organizativa



Fuente: elaboración propia.

- **Analista Grupo de Pruebas Eléctricas.** Responsable de la ejecución de pruebas específicas de equipos eléctricos con conocimientos de revisión, lectura e interpretación de planos, manejo e interpretación de normas internacionales, así como la respectiva evaluación de resultados y generación de informes integrales; involucrado en el análisis de modo de fallos, causa raíz y de tendencias. Función que será ejercida por el ingeniero electricista o estudiante con pensum cerrado de la carrera de Ingeniería Eléctrica a contratar.

- Perfil. Gran capacidad de trabajo en equipo, integración, flexibilidad, dinamismo y habilidad para enfrentar situaciones de desafío y superación, con excelente manejo de comunicación. Investigativo en el desarrollo de nuevas tecnologías con capacidad, voluntad y deseo de un aprendizaje permanente.
- Analista Grupo de Pruebas Mecánicas. Responsable de la ejecución de pruebas específicas de equipos mecánicos con conocimientos de revisión, lectura e interpretación de planos mecánicos, manejo e interpretación de normas internacionales, así como la respectiva evaluación de resultados y generación de informes integrales; involucrado en el análisis de modo de fallos, causa raíz y de tendencias. Función que será ejercida por el ingeniero mecánico o estudiante con pensum cerrado de la carrera de Ingeniería Mecánica a contratar.
 - Perfil. Gran capacidad de trabajo en equipo, integración, flexibilidad, dinamismo y habilidad para enfrentar situaciones de desafío y superación, con excelente manejo de comunicación. Investigativo en el desarrollo de nuevas tecnologías con capacidad, voluntad y deseo de un aprendizaje permanente.
- Técnico Grupo de Pruebas Eléctricas. Responsable del apoyo técnico en la ejecución de pruebas específicas de equipos eléctricos y desarrollo colaborativo. Función que será ejercida por el técnico a contratar (recomendable personal joven técnico electricista activo en plantas de generación del INDE por sus conocimientos de los equipos de potencia).
 - Perfil. Con capacidad para trabajar en equipo, responsable y con facilidad de aprendizaje. Capaz de desarrollar, controlar y

solucionar problemas técnicos y un amplio conocimiento en equipos mecánico-eléctricos.

- Técnico Grupo de Pruebas Mecánicas. Responsable del apoyo técnico en la ejecución de pruebas específicas de equipos mecánicos y desarrollo colaborativo. Función que será ejercida por el técnico a contratar (Recomendable personal joven técnico mecánico activo en plantas de generación del INDE por sus conocimientos de los equipos de alto desgaste).
 - Perfil. Con capacidad para trabajar en equipo, responsable y con facilidad de aprendizaje. Capaz de desarrollar, controlar y solucionar problemas técnicos y un amplio conocimiento en equipos mecánico-eléctricos.

- Administrador Sistema Informático Integrado. Capaz de formular y poner en marcha planes informáticos según los objetivos de la empresa a corto, mediano y largo plazo, así como supervisar proyectos, diseñar planes de formación tecnológica y perfeccionamiento de planes logísticos, encargado de almacenar y tabular los resultados iniciales de las pruebas predictivas a manera de generar reglas de diagnóstico como modelo básico de información para su posterior evolución a Software Gráfico de Tendencias y Análisis (SGTA). Responsable de moderar y procesar la información foro técnico, que en conjunto se llamará sistema informático integrado. Función que será ejercida por el ingeniero en Sistemas Computacionales, licenciado en informática o estudiante con pensum cerrado de la carrera a fin a contratar.

- Perfil. Responsable y ordenado, con facilidad de aprendizaje, habilidoso en obtener y analizar información, capacidad de síntesis. emprendedor con buen conocimiento de las ciencias y las tecnologías de la computación.

4.3. Técnica de tabulación y análisis de resultados

Esta etapa es crucial para el desarrollo eficaz y eficiente dentro de la creación de la unidad de pruebas, pues es aquí donde se crearan formatos para centrar los datos capturados en campo y se transformará en valiosa información. Con esta información se podrá hacer un análisis completo de los equipos vitales de potencia, para la subsecuente toma de decisiones dentro de la gestión de mantenimiento, dado que esta disciplina es integral y es la que está encargada la planeación, organización, dirección y control de las actividades cotidianas dentro de los Departamentos de Mantenimiento.

Esto ayudará a definir las relaciones existentes entre equipos similares en distintas plantas de generación, y condiciones de operación. De esta forma se podrán determinar todas aquellas características de los equipos que sean relevantes para el diagnóstico, y que llevará a hacer clasificación y causas de fallo o defecto y fallos internos cuantificados, que servirán de base a modo de histórico de la empresa para facilitar el buen desarrollo de la experiencia piloto.

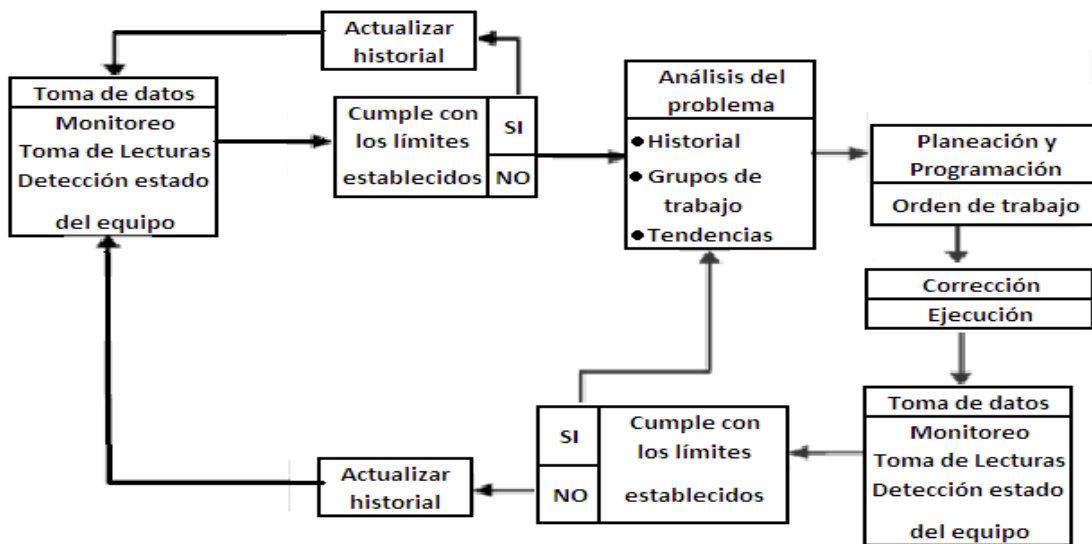
Como primera fase se tiene la identificación del Ciclo de Mantenimiento Predictivo (CPM) que es la metodología básica de operación de captura de la información de los equipos, y poder hacer un análisis de sus signos vitales, basados en la aplicación rigurosa de 6 pasos básicos, son tan básicos que la falta de observancia de cualquiera de estos pasos, hará que no se alcance satisfactoriamente el objetivo planteado, estos son:

- Adquisición de datos. El espécimen deberá ser periódicamente monitoreado a través de las diferentes técnicas de diagnóstico que se hayan definido e implementado para su análisis.
- Manipulación de datos. Los parámetros medidos serán comparados con las alarmas de operación previamente definidas.
- Detección de condición. Si el límite no es excedido, se continuará el monitoreo de las variables con la periodicidad establecida. En caso contrario, si el espécimen presenta valores de parámetros por sobre los límites establecidos, se deberá efectuar un análisis del problema.
- Determinación de condición. El análisis, deberá ser efectuado por personal idóneo, tanto por sus conocimientos en el espécimen como en las técnicas de diagnóstico, definirá la necesidad de incrementar los intervalos de medición o de programar una reparación.
- Pronóstico de condición. Si el análisis ha definido la necesidad de efectuar la reparación del espécimen, ésta se llevará a cabo de acuerdo a lo programado. Una vez ejecutado el trabajo, será necesario tomar una nueva medición de parámetros, a fin de evaluar el óptimo funcionamiento del espécimen, y que éstos se constituyan como línea base (referencia) del futuro estudio de tendencias.
- Retorno a monitoreo. Por último, el espécimen volverá a su monitoreo periódico, hasta que se produzca una nueva alarma operacional.

En la figura 59, se muestra el diagrama relacionado al Ciclo de Mantenimiento Predictivo (CPM), obsérvese que la etapa de toma de datos

subyace en todo el desarrollo de las pruebas especiales de diagnóstico, cuya eficiencia de la captura de información, dependerá exclusivamente de la formación correcta del equipo de trabajo antes mencionada.

Figura 59. **Ciclo de mantenimiento predictivo**



Fuente: HUACUZ, Héctor. *Determinación de la frecuencia óptima de mantenimiento preventivo*. <http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/10frecuencia.pdf>. Consulta: abril de 2011.

La manipulación de datos se hará por medio de la tabulación e inserción en las tablas producto de las reglas de diagnóstico que luego de conjuntarlas, se podrá llegar a la detección y determinación de la condición de los especímenes sujetos a prueba, establecer las tendencias que pronosticará la etapa de su vida útil y generar por último, un sistema de generación de avisos. Estos pasos se encierran en el CPM, el cual ayudaría a hacer el mantenimiento correcto en el momento correcto; ni más, ni menos del requerido, ni antes, ni después de ser realmente necesario.

4.3.1. Reglas de diagnóstico

La ejecución de pruebas es solo el primer paso de la aplicación de la tecnología, siendo el análisis de los resultados el más importante y complejo. Esto requiere contar con un archivo adecuado de historiales del equipo correctamente clasificado, revisiones y técnicas de pruebas bien definidas con el fin de normalizar el criterio para los análisis de los resultados obtenidos y confrontarlos con los anteriores para determinar correctamente las condiciones del equipo. Para el análisis continuo de los datos obtenidos en el despliegue de reglas de diagnóstico, se trabajará bajo la conceptualización que a continuación se desarrolla:

4.3.1.1. Equipo objeto

El equipo objeto es aquel espécimen sujeto a prueba, que por su importancia requiere que se le haga metódicamente un análisis de su condición. Su selección se realiza con base a su criticidad y en la disponibilidad de datos para realizar los análisis. Establecer las condiciones de cada equipo con el proceso completo y las consecuencias de su falla en la operación del sistema.

El equipo que provoque serias consecuencias en la operación del sistema, seguridad, producción, costos. Es considerado crítico aquel equipo que su falla no tenga serias consecuencias sobre el sistema, es considerado no crítico.

Los equipos considerados críticos para cualquier central eléctrica son:

- Generadores
- Transformadores de potencia
- Aceites dieléctricos

- Interruptores
- Pararrayos
- Transformadores de medición
- Bujes

4.3.1.2. Variables

Las variables son todas aquellas grandezas que cuestionan o califican un equipo y que pueden ser medidas por las tecnologías desarrolladas, la selección de variables tiene en cuenta, cuáles determinan la condición del equipo, e indican que algo no funciona bien, y cuáles son utilizadas para verificación después de detectar que hay un mal funcionamiento. Las variables que cubren la mayoría de los elementos componentes de los equipos, según estos criterios son las siguientes:

- Generador
 - Factor de potencia del aislamiento
 - Medida de capacitancia
 - Corriente de excitación
 - Pérdidas dieléctricas
 - Resistencia de aislamiento
 - Resistencia óhmica
- Transformador de Potencia
 - Pruebas eléctricas
 - Pruebas fisicoquímicas
 - Cromatografía de gases

- Interruptores
 - Factor de potencia del aislamiento
 - Medida de capacitancia
 - Humedad del aire y SF6
 - Resistencia de contacto

- Pararrayos
 - Medida de capacitancia
 - Pérdidas dieléctricas
 - Corriente de fuga total

- Transformadores de medición
 - Factor de potencia del aislamiento
 - Medida de capacitancia
 - Pérdidas dieléctricas

- Bujes
 - Factor de potencia del aislamiento
 - Medida de capacitancia C1 y C2
 - Collar caliente

4.3.1.3. Factores

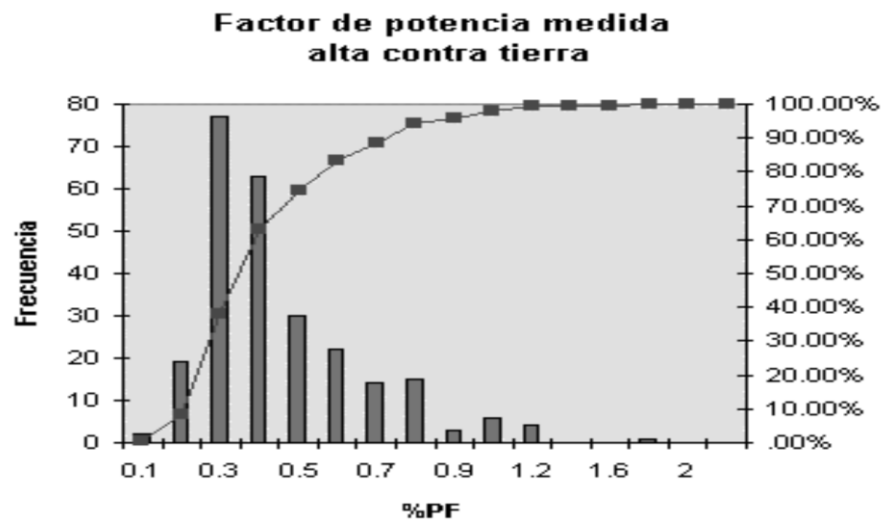
Los factores son aquellas características o condiciones internas o externas que pueden determinar cambios en algunas de las variables de análisis. Los factores seleccionados son:

- Voltaje nominal del equipo
- Marca o fabricante
- Temperatura
- Tipo de conexión
- Tiempo de servicio
- Corriente de falla

4.3.1.4. Parámetros

Los parámetros son valores en las diferentes variables, que permiten determinar una calificación. La determinación de parámetros se hace con el concurso de especialistas en las diferentes tecnologías, tomando como fuentes, las normas internacionales, recomendación de fabricantes y estudios estadísticos de datos históricos.

Figura 60. **Histograma para factor de potencia en transformadores**



Fuente: ORTIZ, Germán. Análisis de condición de equipos. p. 8.

4.3.1.5. Calificadores

Los calificadores son todos aquellos identificadores de condición dados a un equipo en la confrontación de los resultados de prueba o inspección y los parámetros. Para el análisis de los parámetros de las diferentes variables, se establecieron los siguientes calificadores:

Es importante tener en cuenta que estos calificadores no deben tomarse de una manera general y absoluta.

Tabla XII. **Tabla de calificadores**

	CALIFICACIÓN
1	Buena
2	Aceptable
3	Regular
4	Cuestionable
5	Riesgosa

Fuente: elaboración propia.

Las definiciones para esta clasificación son:

- Buena: es el valor de la aceptación de un equipo nuevo.
- Aceptable y regular: estos 2 valores califican la transición gradual de un equipo, entre su condición de nuevo ha degradado. El equipo está en evolución de su proceso de envejecimiento.

- Cuestionada: se requiere de alguna o varias acciones correctivas, preventivas o de investigación.
- Riesgosa: parámetro para retirar el equipo de servicio, por inminente peligro que involucre al personal, daño mayor, u otros equipos.

4.3.1.6. Fuentes de información

Es el conjunto de conocimientos adquiridos sobre los especímenes sujetos a estudio, sobre las pruebas específicas, y las técnicas en que se apoya y nutre, tanto de numerosas fuentes bibliográficas, normativos internacionales, recomendaciones del fabricante e investigación aplicada.

Estas fuentes son muy importantes, dado que de aquí nace el criterio calificador para poder determinar la condición o etapa en la vida útil de espécimen sujeto a prueba. Se etiquetaran las variables, como buenas, aceptables, cuestionadas y riesgosas.

4.3.1.7. Reglas de diagnóstico

La unión de todos los elementos anteriores, determinan las reglas de diagnóstico, que son la guía para la determinación de la condición. A continuación se dan 2 ejemplos de estas:

Tabla XIII. **Regla de diagnóstico para aceite de transformador**

Equipo	Aceite dieléctrico de Transformadores de Potencia
Variable	Contenido de humedad [ppm] ASTM D1533
Factores	$V_n \geq 500 \text{ KV}$
Buena Recomendación	≤ 10 Valor límite para aceite nuevo.
Aceptable Recomendación	[10,12) Continúa en servicio.
Regular Recomendación	[12,15) Incrementar periodicidad de muestreo a cada 6 meses.
Mala Recomendación	[15,20) Tomar muestras cada 3 meses.
Riesgosa Recomendación	> 20 No energizar. Realizar tratamiento.
Fuentes	“A Guide to Transformer Maintenance”. TMI. P. 281. IEEE 637-85 "IEEE guide for Reclamation of Insulating Oil and Criteria For Its Use". “Manutencao de Transformadores en Líquido Isolante”. Milan Milash p. 106. “Utilization of Insulating Oils by North American utilities – survey in 1977”. EPRI “Reference book on insulating liquids and gases”. Doble. p. 315

Fuente: ORTIZ, Germán. Análisis de condición de equipos. p. 9.

4.3.1.8. Análisis integral

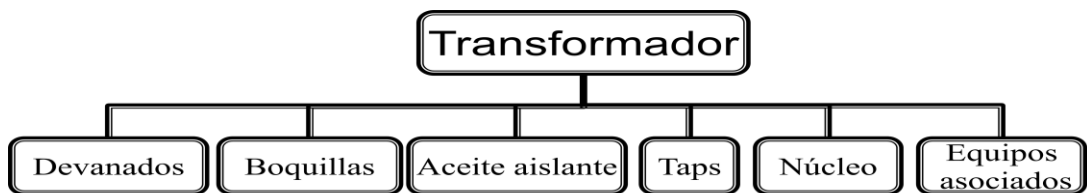
Con la base de datos obtenida mediante la utilización de las diferentes tecnologías de inspección, monitoreo y pruebas, y la base de conocimientos de

las reglas de diagnóstico, se obtienen las calificaciones individuales de las variables de un equipo. Es necesario entonces, dar una calificación integral a cada uno, para así definir la acción a tomar y su prioridad.

El proceso de análisis integral requiere de un conocimiento de las diferentes tecnologías aplicadas, obligando a quienes en el laboran, conocer sus principios y criterios de diagnóstico. Paralelamente es necesario tener en cuenta las condiciones operativas, a las cuales han sido o serán sometidos los equipos, los reportes de mantenimiento y anomalías detectadas. Es un análisis donde la sinergia de toda la organización toma un valor preponderante.

La integridad de los diagnósticos ofrece grandes retos en la ingeniería del mantenimiento, por ejemplo un transformador de potencia puede tener muchas variables para calificar sus diferentes partes. Como se muestra en el siguiente desarrollo esquemático.

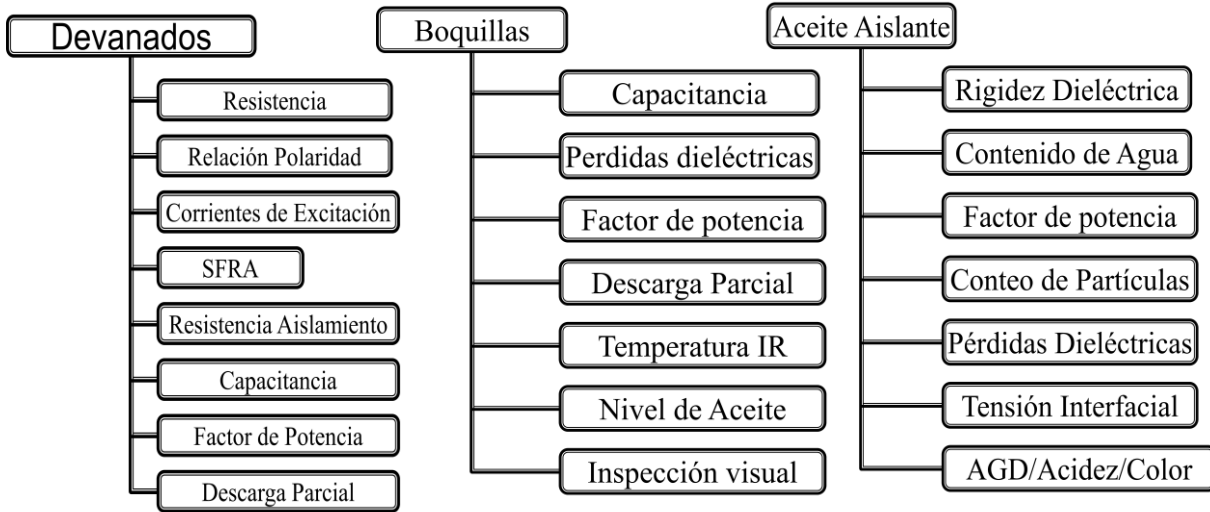
Figura 61. **Esquemático pruebas a transformador de potencia**



Fuente: elaboración propia.

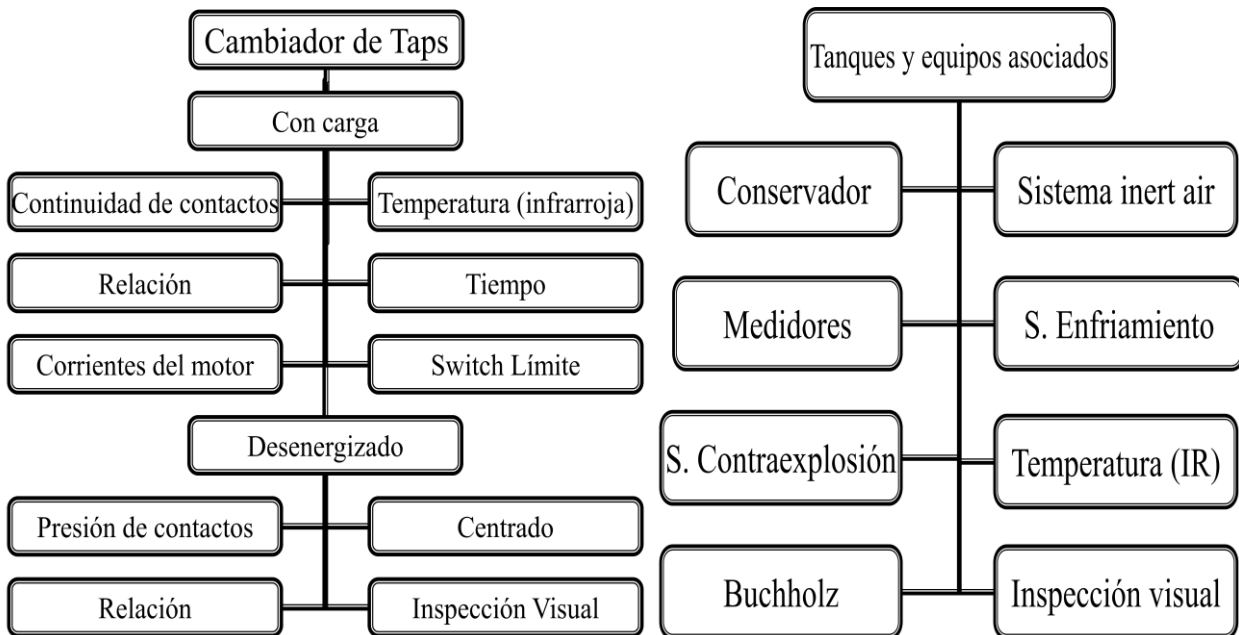
El análisis reflexivo sobre los resultados de los esquemas llevará a una correcta formulación del problema y a una visión integral, que es necesaria para un buen diagnóstico, y representa el camino hacia el planteamiento de líneas de acciones coherentes, y una ayuda inestimable, para la riqueza de la información.

Figura 62. **Desglose esquemático segundo nivel**



Fuente: elaboración propia.

Figura 63. **Desglose esquemático segundo nivel B**



Fuente: elaboración propia.

Si bien existen calificaciones definitivas para programar un equipo a mantenimiento, aquellas condiciones dudosas y combinadas requieren del concurso de diferentes áreas del conocimiento para dar prioridad a los trabajos, si se quiere contar con planes de mediano y largo plazo.

Los procedimientos para cuantificar una calificación integral, son aún motivo de estudio en empresas internacionales. Existen algunas situaciones en donde puede ser válido un promedio de valores de las partes. Un procedimiento más significativo es una ponderación y uno más conservativo, pero a su vez más costoso es la selección del menor valor de sus partes. Esta última decisión de la calificación integral, continua teniendo un componente intuitivo, pero en un futuro no lejano, podrá en gran parte apoyarse en sistemas expertos necesariamente desarrollados con conceptos de lógica difusa.

4.3.1.9. Informe de resultados

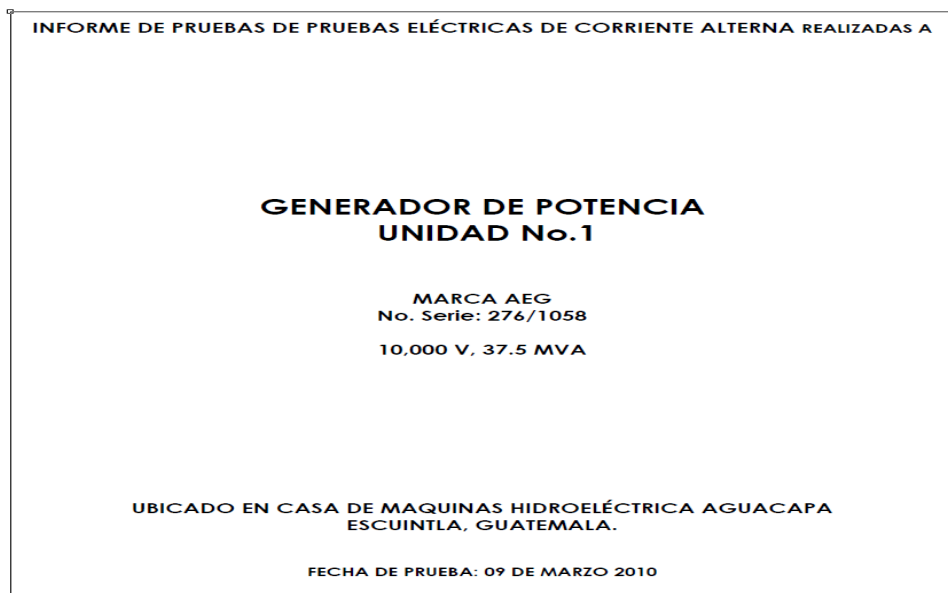
La misión de un informe, es dar a conocer con sencillez, sinceridad, originalidad, viveza, rigor y sistematización, el método, los hallazgos, las explicaciones y las conclusiones que se lograron como resultados de las pruebas. En este se exponen por escrito las circunstancias observadas en el examen del espécimen considerado, con explicaciones detalladas que certifiquen lo dicho, dirigido a los Departamentos de Mantenimiento, para su respectiva toma de decisión respecto al espécimen o grupo de especímenes.

La correcta estructura de un informe técnico es fundamental para que el mismo pueda ser comprendido con claridad; de esta manera se garantiza una redacción clara y objetiva, es así como se debe utilizar frases concretas y concisas, sin perder de vista los objetivos del trabajo. La extensión total del Informe debería estar entre 3 y 8 páginas, incluyendo figuras y referencias.

La estructura debe estar compuesta como mínimo de las siguientes partes:

- Portada. Es la primer página del informe y permite la identificación del documento, que consta del título del informe, el nombre del autor y/o autores, debe estar incluido el logo y el nombre completo de la empresa; además de la fecha en la que se presenta. El título del informe proviene del objetivo general del informe técnico. Es el primer contacto del lector con el trabajo que se le ofrece y por ello la portada debe contener en pocas palabras la información necesaria y suficiente para dejar en claro a qué se refiere el texto e interesarlo en la lectura.

Figura 64. **Portada informe técnico**



Fuente: INETCON. *Reportes de mantenimientos predictivos.*

http://inetconsa.com/index_files/MantPredINDE.htm. Consulta: febrero de 2011.

- Índice. Lista los títulos principales y la página en que aparece cada uno de ellos. Enlista los subtítulos debajo del título principal correspondiente.

Lo importante de esta sección radica en que proporciona un esquema del reporte; el lector sabrá inmediatamente donde buscar lo que le interesa.

Figura 65. Índice informe técnico

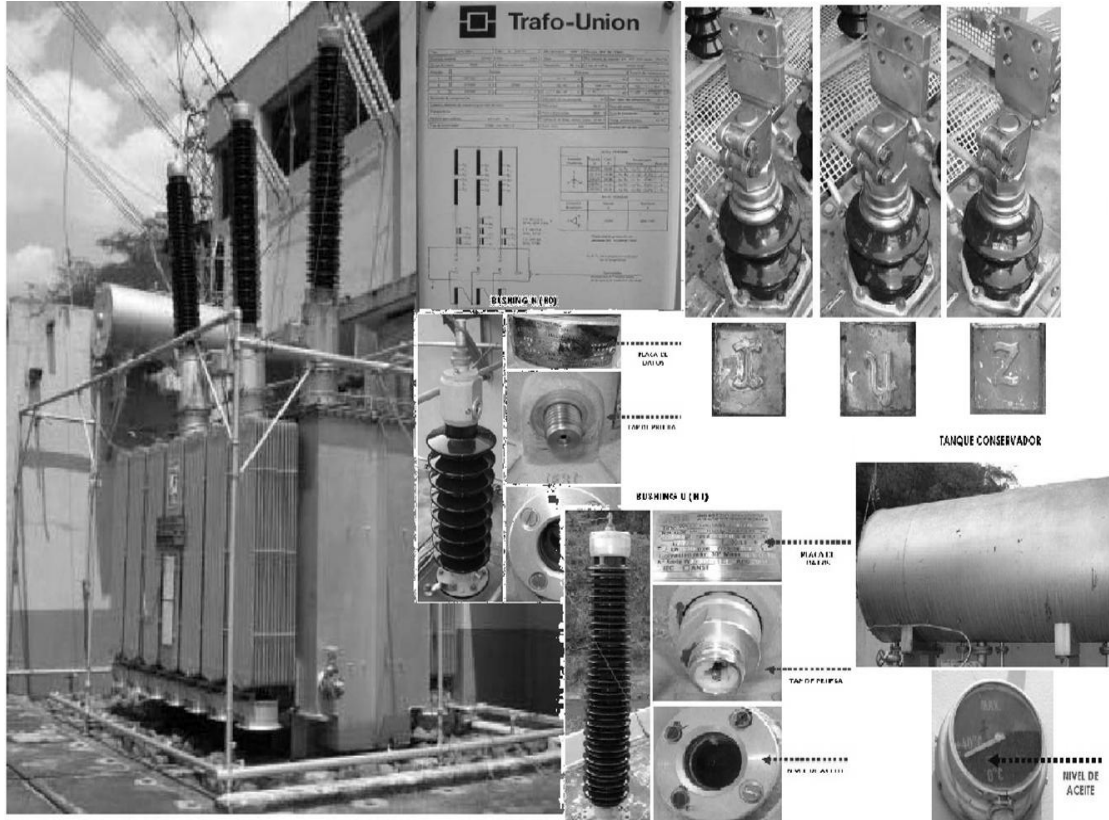
DATOS DE PLACA
INSPECCIÓN VISUAL
PRUEBAS DE AISLAMIENTO DE DEVANADOS DEL ESTATOR
PRUEBAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE DEVANADOS DEL ESTATOR
PRUEBAS DE RESISTENCIA OHMICA DE DEVANADOS DEL ESTATOR
PRUEBAS DE RESISTENCIA DE CONTACTO SALIDA GENERADOR
CONCLUSIONES
RECOMENDACIONES

Fuente: INETCON. *Reportes de mantenimientos predictivos*.

http://inetconsa.com/index_files/MantPredINDE.htm. Consulta: febrero de 2011.

- Cuerpo del informe. En esta sección del informe, se presentaran los datos técnicos del espécimen sujeto a prueba, desglosando los frutos del análisis y evaluación de la realidad específica, paso a paso. Se utilizarán figuras, gráficos, fotos y diagramas, que deben tener un número y título, colocado en la parte inferior de las mismas, así como los datos de placa y lo observado en la inspección visual, resaltando todas aquellas anomalías encontradas. Todo esto de una manera ordenada, con títulos que especifique la prueba y datos relevantes referentes a las mismas, para orientar al lector y hacer el informe mucho más comprensivo y más atractivo.

Figura 66. Inspección visual



Fuente: INETCON. *Reportes de mantenimientos predictivos.*

http://inetconsa.com/index_files/MantPredINDE.htm. Consulta: febrero de 2011.

Tabla XIV. Datos técnicos del espécimen

Cliente:	EGEE-INDE
Localización:	Planta Hidroeléctrica Aguacapa
Voltaje de Operación:	10 kV
Identificación especial:	GENERADOR UNIDAD No.1
Fecha de prueba:	09/Marzo/2010
Fecha última prueba:	Es la primera
Observaciones: Se realizaron pruebas de factor de potencia de aislamiento para los devanados del estator a distintos voltajes de prueba según IEEE 286-2000, sección 10.2.	

Fuente: INETCON. *Reportes de mantenimientos predictivos.*

http://inetconsa.com/index_files/MantPredINDE.htm. Consulta: febrero de 2011.

Se presentarán los datos recolectados y el tratamiento estadístico que se practicó

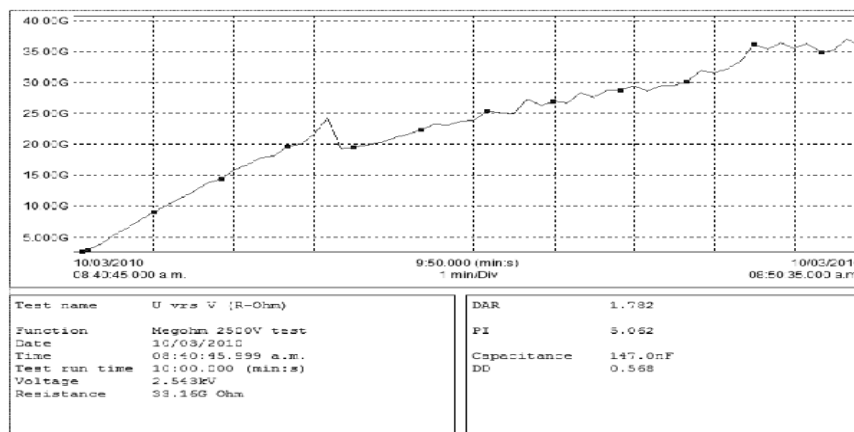
Tabla XV. Datos recolectados

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE DEVANADOS (MEGGER)							
						TEMPERATURA AMBIENTE	31 ° C
						TEMPERATURA APARATO	35 ° C
						HUMEDAD RELATIVA	17 %
CONEXIÓN	RESISTENCIA	RESISTENCIA (ref. 40° C)	FI	CAPACITANCIA	DAR	RESULTADOS GRÁFICOS	
FASE U - TIERRA	22.43 GΩ	15.860 GΩ	5.628	296,700 pF	1.941	GRÁFICA 1	
FASE V - TIERRA	21.42 GΩ	15.146 GΩ	5.682	295,200 pF	1.789	GRÁFICA 2	
FASE W - TIERRA	24.91 GΩ	17.614 GΩ	5.620	296,500 pF	1.846	GRÁFICA 3	
FASE UVW - TIERRA	7.277 GΩ	5.146 GΩ	6.337	883,200 pF	1.827	GRÁFICA 4	
FASE U - V	33.16 GΩ	23.448 GΩ	5.062	147,000 pF	1.782	GRÁFICA 5	
FASE V - W	35.39 GΩ	25.025 GΩ	4.247	146,900 pF	1.901	GRÁFICA 6	
FASE W - U	37.41 GΩ	26.453 GΩ	4.566	147,200 pF	1.811	GRÁFICA 7	
ROTOR - TIERRA	690.0 MΩ	487.904 MΩ	1.155	71,780 pF	1.081	GRÁFICA 8	

Fuente: INETCON. *Reportes de mantenimientos predictivos.*

http://inetconsa.com/index_files/MantPredINDE.htm. Consulta: febrero de 2011.

Figura 67. Representación gráfica de datos



Fuente: INETCON. *Reportes de mantenimientos predictivos.*

http://inetconsa.com/index_files/MantPredINDE.htm. Consulta: febrero de 2011.

- Conclusiones. Son la esencia del informe y deben ser claras y precisas; no son más que los resultados expuestos en forma consecutiva y enfática.
- Recomendaciones. Las recomendaciones son exhortaciones o sugerencias que ofrece el técnico a la administración, una vez que se han expuesto los resultados del trabajo y que se ofrece con claridad que se deben realizar ciertas acciones para prevenir riesgos.
- Anexos. Los anexos se usan para presentar material necesario para completar el texto, pero que, si se inserta en el cuerpo del informe, puede alterar la presentación ordenada y lógica del trabajo.

4.3.1.9.1. Informe ejecutivo

Este es un breve análisis de los aspectos más importantes del informe técnico, va antes de la presentación y dirigido a personal de nivel gerencial, es lo primero o a veces lo único que lee el receptor del informe, por lo tanto en pocas palabras se debe describir los resultados en forma concluyente.

Con este resumen, lo que se busca es que capte por sí mismo la atención del lector y motivarlo a adentrarse más al informe técnico.

4.4. Fase docente

En esta fase se resaltan los planes de capacitación, los cuales son el recurso más valioso de toda empresa; para este tipo de implementación, es de preeminente necesidad el invertir en tales planes; estos deberán ser

proporcionados de manera continúa y sistemática, con el objeto de mejorar el conocimiento y las habilidades del equipo de trabajo.

El objeto principal es que se implementen formas óptimas de trabajo luego de cada capacitación, el plan va dirigido al perfeccionamiento técnico y teórico del analista; para que el desempeño sea más eficiente. En equipos de potencias cada uno de los especímenes sujetos estudios representan un reto continuo y poder solucionar problemas potenciales dentro de cada uno de ellos es el fin óptimo.

Un plan de capacitación está constituido por la detección y análisis de las necesidades, identificando fortalezas y debilidades en el ámbito laboral. Por el diseño del plan, elaborando el contenido del mismo listando folletos, libros, actividades. Por la ejecución en la cual se inicia el proceso con charlas dirigidas, pruebas y simulaciones. Y por la evaluación del mismo revisando los pros y los contras.

4.4.1. Diseño plan de capacitación

El diseño de cualquier plan de capacitación se fundamenta de los objetivos del mismo, para lo cual se estima:

- **Productividad:** la capacitación ayuda al equipo de trabajo incrementar su rendimiento y desempeño.
- **Calidad:** los planes de capacitación apropiadamente diseñados e implantados, contribuyen a elevar la calidad de la producción de la fuerza de trabajo.

- Salud y seguridad: están directamente relacionadas con los esfuerzos de capacitación de una organización.
- Prevención de la obsolescencia: son los esfuerzos necesarios para mantenerlos actualizados de los avances tecnológicos para cada instrumento de medición. Y a la vez se benefician a los empleados, pues le ofrecen una amplia gama de conocimientos, que son indicadores de un desarrollo personal.

Será primordial documentar y filmar las capacitaciones, así como la clasificación y acopio centralizado de manuales, guías y procedimientos. Para facilitar la realimentación y entrenamiento de personal nuevo.

4.5. Ambiente de organización tecnológica

El organigrama representa solo uno de los muchos canales de comunicación entre la gente de una organización. Dichos canales de comunicación representan la información que es trascendental para este sistema complejo, cuyo principal problema, es definir apropiadamente su alcance, en su relación con el medio en el que se desenvuelve.

Este medio decide cómo mantener la coherencia entre estrategias, posibilidades de división del trabajo, procesos de coordinación de las diversas unidades, formas de integrar al personal de la organización, y finalmente, la forma de cambiar de los elementos anteriores con el fin de facilitar la adaptación de la organización a los cambios.

La forma más simple y más eficiente de procesar la información dentro de este vertiginoso medio, es la comunicación directa. Sin embargo, si las fuentes

de información están dispersas geográficamente, no existe consenso entre ellas, en respuesta el mecanismo más simple de procesamiento consiste en crear una jerarquía y hacer que toda la información fluya verticalmente a partir de un solo eje superior. Esto se logra por medio de reglas, programas y procedimientos para mantener los canales de información libres de irrelevancias para facilitar así el flujo hacia arriba, de la información relacionada con circunstancias especiales.

Un principio tecnológico muy básico, es un foro técnico, como ente centralizador regido por medio de reglas, programas y procedimientos. En dicho foro es factible centralizar la tecnología de materiales que se refiere a la naturaleza de los mismos utilizados en los procesos de transformación, la tecnología de conocimiento relativa a las características del juicio y la tecnología operativa que detalla las técnicas utilizadas en las actividades de flujo de trabajo.

La tecnología es un factor clave para determinar las tareas requeridas y el grado de especialización. Impone una dimensión de tiempo a los trabajadores. Requiere puntualidad para empezar el proceso y fija un cierto ritmo de trabajo.

Por lo tanto, al hablar de ambiente de organización tecnológica, se entiende como el proceso que determina la forma en que una organización puede hacer uso efectivo de la tecnología para fortalecer su misión y definir apropiadamente su alcance, en su relación con el medio que le rodea.

4.5.1. Foro técnico

El sistema administrativo en la institución, incluye a muchos profesionales y técnicos con habilidades y capacitación especializada. Muchos de estos

profesionales han sido formados con adecuada capacitación, posicionados en diferentes niveles administrativos en las diferentes centrales de generación eléctrica. El sistema administrativo por lo tanto; está formado por un equipo de especialistas capacitados, que aunque dispersos, contribuyen con sus habilidades al buen desempeño de la institución. Por lo que resulta necesario utilizar y adaptar los nuevos avances tecnológicos en forma de metas.

Como parte de la estrategia en la implementación de la unidad de pruebas, se presenta como necesario el establecimiento de un foro técnico, cuyo objetivo es confrontar ideas sobre asuntos críticos del mantenimiento, desarrollar planteamientos conceptuales que alimenten las tareas de cooperación técnica y profesional, así como generar información unificada para toma de decisiones en cada una de las centrales de generación.

La interacción y consultas vía Web fortalecen la relación de esos muchos técnicos y profesionales, unificándolos con la posibilidad de crear un consenso entre ellos, en la resolución de dudas en aspectos tecnológicos, focalizando información y experiencia de dicho personal, creando un centro de información virtual unificador de metas, con acceso centralizado de información histórica.

El flujo de información relevante, será almacenando y tabulando, se investigará la información no completada. Generando informes precisos y valiosos para el buen desarrollo del proyecto.

En general, el foro serviría para enlazar al personal que está involucrado al mantenimiento en diferentes plantas, unificando ideas, almacenando conocimiento en una proporción significativa y que los recursos de información se encuentran disponibles en un formato unificado, accesible por medio de la red interna del INDE o la Web.

5. PLAN DE CONTIGENCIAS

Una emergencia o desastre, es un evento que ocurre en la mayoría de los casos en forma repentina e inesperada, causando, alteraciones intensas, representadas en la pérdida de vida y salud de la población, la destrucción o pérdida de los bienes de una colectividad y/o daños severos sobre el medio ambiente. Los desastres pueden ser originados por la manifestación de un fenómeno natural; provocados por el hombre o como consecuencia de una falla de carácter técnico en sistemas.

Guatemala no está exento de sufrir las consecuencias de los desastres enunciados. Dada su ubicación territorial, se considera como un país altamente vulnerable a los desastres naturales como terremotos, erupciones volcánicas, sequías, inundaciones lluvias torrenciales, avalanchas de lodo y huracanes. El territorio se encuentra geográficamente localizado sobre varias fallas geológicas y cubierto por un gran número de volcanes, de los cuáles algunos todavía están activos.

Históricamente el país ha sido azotado por diversos fenómenos naturales, con las consecuentes pérdidas en recurso humano y material que afecta la economía, tanto en forma directa manifestado en pérdida de vidas humanas y recursos materiales, como indirecta en costos de reconstrucción y rehabilitación. Hace 36 años un terremoto causó la muerte de 23 000 guatemaltecos, cerca de un millón quedaron sin hogar y más de mil millones de dólares en daños. En la primera semana de octubre de 2005 el huracán Stan causó más de 500 muertos y 630 casas destruidas. En mayo de 2010, la tormenta tropical Agatha dejó cientos de muertos, cientos de damnificados,

deslizamientos, inundaciones y daños importantes en la red vial del país, en septiembre de 2011, se registraron 5 sismos, cuyas magnitudes rondaron entre los 3,7 a 4,8 grados en la escala de Richter, de lo cual se declaró estado de Calamidad Pública. Posteriormente, CONRED, a mediados de octubre reporta la depresión tropical 12E, que generó escenarios de desastres en 170 municipios de los 22 departamentos del territorio nacional.

Según reconocimiento hecho por la Organización Mundial de la Salud, (OMS), la violencia constituye en Guatemala un problema de salud pública. Luego de la firma de los Acuerdos de Paz en 1996 que pusieron fin a una guerra que, según el Informe de la Comisión para el Esclarecimiento Histórico, costó la vida de 250 000 personas, la violencia es una de las amenazas más urgentes contra la salud y la seguridad pública.

Por lo anteriormente expuesto, las organizaciones sin importar su clase de riesgo, actividad económica o tamaño, tienen la necesidad de implementar un plan de emergencias y evacuación que aglutine el estudio de la organización de los medios humanos y materiales disponibles en la empresa, para prevenir riesgos, así como los medios con que se cuenta para garantizar la seguridad de las personas y bienes mediante una intervención y evacuación rápida y segura. El plan de emergencias como herramienta de diagnóstico administrativo, organizacional y operativo, le permite a la organización, seguir unos parámetros de acción antes, durante y después de una emergencia, con el fin de mitigar las consecuencias de las mismas.

5.1. Legislación guatemalteca

De acuerdo a la legislación actual vigente en Guatemala, se extrae desde la Constitución Política de la República de Guatemala de 1985, con reformas de

1993 y otra legislación complementaria, los siguientes apartados en los que se rescata la importancia de la prevención, control y administración de emergencias en las empresas y que son puntos fundamentales a tener en cuenta en el cumplimiento que el INDE debe dar a estos temas, como factor mínimo para cumplir con relación a la conservación de la vida humana en todas y cada una de sus instalaciones:

5.1.1. Leyes generales relacionadas

LA PERSONA HUMANA, FINES Y DEBERES DEL ESTADO CAPÍTULO ÚNICO. ARTICULO 1.- Protección a la Persona. El Estado de Guatemala se organiza para proteger a la persona y a la familia; su fin supremo es la realización del bien común. ARTÍCULO 2.- Deberes del Estado. Es deber del Estado garantizarle a los habitantes de la República la vida, la libertad, la justicia, la seguridad, la paz y el desarrollo integral de la persona.

CÓDIGO DE TRABAJO, Decreto Número 1441 del Congreso de la República de Guatemala...CAPÍTULO CUARTO - REGLAMENTOS INTERIORES DE TRABAJO ARTÍCULO 60. El reglamento interior de Trabajo debe comprender las reglas de orden técnico y administrativo necesarias para la buena marcha de la empresa; las relativas a higiene y seguridad en las labores, como indicaciones para evitar que se realicen los riesgos profesionales e instrucciones para prestar los primeros auxilios en caso de accidente ...

CAPÍTULO SEXTO - OBLIGACIONES DE LOS TRABAJADORES....e) Prestar los auxilios necesarios en caso de siniestro o riesgo inminente en que las personas o intereses del patrono o de algún compañero de trabajo estén en peligro, sin derecho a remuneración adicional; f) Someterse a reconocimiento médico, sea al solicitar su ingreso al trabajo o durante éste, a solicitud del

patrono, para comprobar que no padecen alguna incapacidad permanente o alguna enfermedad profesional contagiosa o incurable...

TÍTULO QUINTO - CAPÍTULO ÚNICO - HIGIENE Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO. ARTÍCULO 197. Todo empleador está obligado a adoptar las precauciones necesarias para proteger eficazmente la vida, la seguridad y la salud de los trabajadores en la prestación de sus servicios. Para ello, deberá adoptar las medidas necesarias que vayan dirigidas a: a) Prevenir accidentes de trabajo, velando porque la maquinaria, el equipo y las operaciones de proceso tengan el mayor grado de seguridad y se mantengan en buen estado de conservación, funcionamiento y uso, para lo cual deberán estar sujetas a inspección y mantenimiento permanente; c) Prevenir incendios; d) Proveer un ambiente sano de trabajo; g) Advertir al trabajador de los peligros que para su salud e integridad se deriven del trabajo; h) Efectuar constantes actividades de capacitación de los trabajadores sobre higiene y seguridad en el trabajo; j) Que las instalaciones destinadas a ofrecer y preparar alimentos o ingerirlos y los depósitos de agua potable para los trabajadores, sean suficientes y se mantengan en condiciones apropiadas de higiene.

ARTÍCULO 197. Si en juicio ordinario de trabajo se prueba que el empleador ha incurrido en cual quiera de las siguientes situaciones: a) Si en forma negligente no cumple las disposiciones legales y reglamentarias para la prevención de accidentes y riesgos de trabajo; b) Si no obstante haber ocurrido accidentes de trabajo no adopta las medidas necesarias que tiendan a evitar que ocurran en el futuro, cuando tales accidentes no se deban a errores humanos de los trabajadores, sino sean imputables a las condiciones en que los servicios son prestados; c) Si los trabajadores o sus organizaciones le han indicado por escrito la existencia de una situación de riesgo, sin que haya adoptado las medidas que puedan corregirlas; Y si como consecuencia directa

e inmediata de una de estas situaciones especiales se produce accidente de trabajo que genere pérdida de algún miembro principal, incapacidad permanente o muerte del trabajador, la parte empleadora quedará obligada a indemnizar los perjuicios causados, con independencia de las pensiones o indemnizaciones que pueda cubrir el régimen de seguridad social...

5.2. Descripción de la empresa

La institución centraliza su administración en el edificio llamado La Torre, y en él se encuentran las gerencias de ECSA, EGEE, ECOE, GERO, Asesoría jurídica, auditoría interna, gerencia financiera y gerencia de servicios corporativos principalmente. Se labora en estas oficinas en horario de 8 horas a 16:30 horas de lunes a viernes excepto en centro de mando de la empresa de generación (CG1 - EGEE) que laboran las 24 horas del día los 365 días al año.

Tabla XVI. **Datos generales de la empresa**

Razón social	Instituto Nacional de Electrificación. INDE
Ubicación geográfica	7ª avenida 2 - 29 zona 9
Linderos	Norte: 2ª Calle zona 9
Oriente	Parqueo público
Sur	3ª calle zona 9
Occidente	7ª avenida
Actividad económica	Edificio de Oficinas Centrales, Administrativo y Financiero
Descripción de actividad	Es la Compañía Eléctrica Estatal de Guatemala. Funcionalmente organizado en Empresas y sus respectivas Gerencias centralizadas en el Edificio en la ciudad de Guatemala.

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVII. **Personal permanente en edificio**

AREA	No. PERSONAS
Gerencia General	8
Gerencia de Generación	130
Gerencia ETCEE	115
Gerencia Financiera	100
Gerencia Servicios Corporativos	154
Gerencia Electrificación Rural	48
Gerencia de Planificación	3
Asesoría Jurídica	29
Auditoría Interna	28
TOTAL:	615

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVIII. **Factores de riesgos predominantes**

Numero	Riesgo
I	Incendio
II	Fenómenos Meteorológicos
III	Sismos y terremotos
IV	Seguridad
V	Seguridad vial y transporte
VI	Emergencias médicas

Fuente: elaboración propia.

5.3. Características del plan de contingencias

Debe estar documentado. Debe contar con la evaluación del comité local de emergencias y aprobado por el comité institucional de emergencias. Debe ser conocido por todos los trabajadores y visitantes ocasionales. Debe ser puesto en práctica mediante la realización periódica y programada de

simulacros que permitan corregir los posibles errores y ayuden a mecanizar los procedimientos. Debe ser sometido periódicamente a revisión y actualización.

5.4. Organización funcional de plan de contingencias

Definir las responsabilidades del personal relacionado con la atención y coordinación de actividades en caso que se presente un evento accidental o una emergencia

5.4.1. Comité Institucional de Emergencias

Descripción: organismo de coordinación a nivel gerencial de la institución, para discutir, estudiar y emprender todas aquellas acciones encaminadas a la atención de la emergencia. Bajo su control se manejan las emergencias cuya magnitud y complejidad supera la capacidad de respuesta de los comités locales de emergencias.

5.4.2. Comité Local de Emergencias

Organismo de coordinación a nivel local, para discutir, estudiar y emprender todas aquellas acciones encaminadas a la atención de emergencias en su área de jurisdicción. Bajo su control se manejan las emergencias cuya magnitud y complejidad no supere la capacidad de respuesta local.

El Comité de Emergencias del INDE, ubicado en el edificio oficina central, estará constituido por 4 funcionarios encargados de desempeñar una serie de actividades antes, durante y después de un desastre. Su designación debe ser formal y en todos los casos se deben contemplar sustitutos para garantizar la operatividad ante la ausencia de algunos de sus miembros. Son los

encargados de realizar los análisis de vulnerabilidad y de sopesar con criterios técnicos dichos análisis.

El comité es propiamente el responsable del proceso de planeación, ya que este comité evaluará las condiciones generales de la empresa, además determinará los riesgos existentes para iniciar el proceso de preparación con los grupos de respuesta a emergencias. Y establecerá su propio reglamento y se activará extraordinariamente a consideración del coordinador en el caso de presentarse una emergencia que lo amerite.

5.4.3. Brigada de emergencias

Son grupos de la empresa (brigada contra incendio, brigada de evacuación, brigada de primeros auxilios) capacitados en el proceso de atención de emergencias, estos grupos tendrán una capacitación acorde con el análisis de vulnerabilidad y determinación del riesgo realizado por el comité de emergencias. El número de sus componentes dependerá del riesgo que se espera debe enfrentar la brigada, la estrategia para enfrentarla, turnos.

Cada mes realizarán rutinas de inspección y reunión de evaluación con informe escrito, dirigido al coordinador de emergencias, detallando asistentes a la reunión, resultados de las inspecciones, temas tratados, propuestas.

La brigada contra incendio será conformada por miembros activos de las brigadas de emergencias, cuyo objetivo como su nombre lo indica, es de controlar y extinguir conatos de incendio y/o para estar su activa colaboración a los bomberos en caso de incendio declarado.

La brigada de primeros auxilios estará conformada por miembros activos de la brigada de emergencias debidamente capacitados para dar auxilio y transporte a quien resulte lesionado durante el transcurso de cualquier eventualidad.

La brigada de evacuación, estará conformada por miembros activos de la brigada de emergencias debidamente capacitados para apoyar las labores de evacuación durante una emergencia.

La brigada de apoyo y control, estará conformada por miembros activos de la brigada de emergencias debidamente capacitados para apoyar las diferentes acciones tendientes a minimizar sus efectos ante la emergencia.

5.4.4. Flujo de información en emergencias

La idea es relacionar los flujos de información para responder en forma eficaz ante situaciones de emergencia. Bajo la responsabilidad del coordinador del comité local de emergencias, se mantienen listados periódicamente actualizados o directorios con la información general como: nombres, dirección y teléfonos del personal responsables de las áreas que lo componen, así como los grupos de apoyo externo: bomberos, policía nacional, bomberos, hospitales, servicios públicos como empresas de electricidad, teléfonos.

Copia de la información sobre apoyo interno y externo debe estar disponible en la sala de crisis ubicada en sala de seguridad de de la planta o la alterna que determine el coordinador. Alarma de evacuación. Sirena: un sonido continuo de 3 minutos para indicar la orden de evacuación.

5.4.4.1. Rutas de evacuación

Nivel 0. Desde las oficinas, a través de los pasillos salida por puertas de la 2ª calle y 7ª avenida hacia los respectivos puntos 1 y 2 de encuentro sobre los andenes del edificio. Nivel +1: salida por pasillos perimetrales hacia las escaleras y descender hacia la planta baja ó nivel 0 y dirigirse hacia las salidas de la 2ª calle y 7ª avenida. Nivel +2: salida por pasillos perimetrales hacia las escaleras y descender hacia la planta baja ó nivel 0 y dirigirse hacia las salidas de la 2ª calle y 7ª avenida. Nivel -1, -2 y -3: salida por pasillos perimetrales hacia las escaleras y ascender hacia la planta baja y dirigirse hacia las salidas de la 2ª calle y 7ª avenida.

5.4.4.2. Puntos de encuentro

Una vez el personal realiza la evacuación de su área de trabajo, se dirige al punto de encuentro con el fin de establecer en conteo de empleados evacuados de las diferentes áreas y verificar si todos lograron salir del edificio, los ocupantes de cada dependencia deberán reunirse en el sitio previamente establecido hasta que el guía de evacuación efectúe el conteo y le reporte al líder de punto de encuentro. Estos puntos de encuentro estarán situados en las banquetas del edificio sobre la 7ª avenida, la 2ª calle y la zona de parqueos del pool de vehículos de la empresa.

Sala de crisis. Edificio planta nivel +1 oficinas de seguridad. será responsabilidad del coordinador local de emergencias, adecuar un sitio alternativo en caso de imposibilidad de ocupar la sala de crisis originalmente designada. La sala de crisis debe estar dotada de teléfono directo hacia el exterior; documentos que contengan plan de emergencia, planos de la planta, manuales para que cada miembro maneje su área de responsabilidad.

CONCLUSIONES

1. Las pruebas de diagnóstico e inspecciones son necesarias para determinar el grado de envejecimiento o fatiga de los equipos eléctricos, y sus aislamientos.
2. Las inspecciones periódicas, incrementan la posibilidad de prever fallas, identificando causas de envejecimientos, disminuyendo el estrés causado por la presencia constante de emergencias o sobre mantenimiento.
3. El plan de mantenimiento complementa la adquisición de los equipos especializados por la institución, al proporcionar una guía en la estructuración de las bases de un equipo de trabajo dedicado a las pruebas especiales de diagnóstico.
4. La institución cuenta con un sistema computarizado de gestión de mantenimiento llamado MP9, el cual complementa al proyecto con la reprogramación de los planes de mantenimiento enfocarlo a la filosofía predictiva.
5. La empresa cuenta con personal adiestrado en la metodología RCM2, que esgrime la filosofía del mantenimiento centrado en confiabilidad, complementando así las pruebas de diagnóstico en la búsqueda de modos de fallas.

RECOMENDACIONES

1. Contar con una estructura técnico administrativa mínima, pero funcional de operación, beneficiará para el buen desarrollo del proyecto, tanto en su ámbito general como en la experiencia piloto.
2. La aplicación del método de tabulación y análisis de resultados centrados en las reglas de diagnóstico, proveerá al analista de grupo de un sistema de calificación integral como herramienta de trabajo.
3. La programación y ejecución de un plan eficiente de capacitación ayudará a llenar las lagunas de conocimiento sobre los equipos de diagnóstico, como los especímenes a estudiar, en un ambiente permanentemente tecnológico y organizado.
4. Enlazar al personal involucrado en el mantenimiento geográficamente disperso, a través de la Intranet del INDE o la Web, unificará criterios objetivos y concretos, para darle credibilidad al proyecto.
5. Un administrador del sistema informático integrado, ayudará a gestionar el modelo extendido de información de los resultados emergentes de las pruebas.
6. La determinación y divulgación de normativa técnica al interior de la institución, ayudará a la integración apaciguada de todos interesados a involucrarse al proyecto.

7. Adjuntar en forma directa las tareas del coordinador de mantenimiento de EGEE a las tareas de la unidad de pruebas predictivas, agilizará la gestión de calendarización de indisponibilidad frente al mercado de mayoristas, y demás agentes interesados.
8. Documentar y filmar las capacitaciones, así como el orden y acopio centralizado de manuales, guías y procedimientos, asegurará el seguimiento durante toda la vida del proyecto, para facilitar la realimentación de personal nuevo.
9. Un archivo clasificado de historiales y técnicas definidas por prueba, determina correctamente las condiciones del equipo y ayudará a visualizar las tendencias del mismo.
10. Establecer acuerdos de colaboración con otras empresas con experiencia en el ramo y proveedores, validará los resultados por confrontación de la nueva unidad de trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

1. Chauvin Arnoux. Controlador de tierra y de resistividad CA6470. Francia:CA, s.a. 138 p.
2. Comisión Federal de Electricidad. *Manual de capacitación operación y mantenimiento de transformadores de potencia*. México: CFE, 2009. 198 p.
3. Doble Engineering Company. *Procedimientos de pruebas doble*. Massachusetts. USA: Doble, s.a. 302 p. ISBN: 72A-2244-02.
4. ESPARZA, Marcos. *Diagnóstico integral del devanado de generadores eléctricos*. [en línea]. [ref. octubre de 2011]Segundo Congreso Bienal. Disponible en Web: <<http://www.cigre.org.mx/uploads/media/11-01.PDF>>.
5. HUACUZ, Héctor. *Determinación de la frecuencia óptima de mantenimiento preventivo*. [en línea]. [ref. abril de 2011]. Primer Congreso Mexicano de Confiabilidad y Mantenimiento. 2003 Disponible en Web: <<http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/10frecuencia.pdf>>
6. INETCON. *Reportes de mantenimientos predictivos* [en línea]. diciembre 2010 [ref. febrero de 2011]. Disponible en Web: <http://inetconsa.com/index_files/MantPredINDE.htm>.

7. Infrared Training Center. *Manual Thermography Level 1*. Stockholm, Suecia: ITC, 2006. 277 p.
8. Kelman Ltd., *Manual analizador de gases disueltos portátil transport X*. Lisburn N. Ireland: Kelman, s.a. 46 p.
9. MARKOWSKA, Renata. *Step and touch voltage distributions at gsm base station during direct lightning stroke*. [en línea]. [ref. abril de 2011]. Disponible en Web: <http://teleinfo.pb.bialystok.pl/emc/index_ang_pliki/P06.PDF>.
10. MARTÍN, José Raúl. *Diseño de subestaciones eléctricas*. México: McGraw-Hill, 2000. 510 p. ISBN: 968-422-232-7.
11. MARULL, Fernando. *Operación y mantenimiento de transformadores*. Concordia, Argentina: Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional, 2009. 55 p.
12. MOUBRAY, Joe. *Mantenimiento basado en la confiabilidad*. North Carolina, USA: Aladon LLC. 2000. 431 p. ISBN: 09539603-2-3.
13. ORTIZ, Germán. *Análisis de condición de equipos (ACE)*. Colombia: ISA, 2000. 12 p.
14. Thermocom. *Manual cámara térmica V384*. Nashua, USA: Termocom, 2010. 69 p.