

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**SISTEMA DE MEJORAMIENTO, MONITOREO Y CONTROL PARA LA GESTIÓN DE  
MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS PRIMARIOS DE 230/138/69 kV EN LAS  
SUBESTACIONES DEL INDE GUATE-SUR VILLA NUEVA POR MEDIO DE LA  
IMPLEMENTACIÓN DEL MP SOFTWARE Ver. 9**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**PABLO OMAR ESCOBAR TOLEDO**

ASESORADO POR EL ING. DANIEL ERNESTO ZAPATA GARCÍA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

GUATEMALA, JULIO DE 2013



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympto 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 Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Nathanael Jonathan Requena Gómez
EXAMINADOR	Ing. Daniel Ernesto Zapata García
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
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:

**SISTEMA DE MEJORAMIENTO, MONITOREO Y CONTROL PARA LA GESTIÓN DE  
MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS PRIMARIOS DE 230/138/69 kV EN LAS  
SUBESTACIONES DEL INDE GUATE-SUR VILLA NUEVA POR MEDIO DE LA  
IMPLEMENTACIÓN DEL MP SOFTWARE Ver. 9**

Tema que me fue aprobado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 16 de noviembre de 2010.

  
**Pablo Omar Escobar Toledo**



Guatemala, 31 de Agosto del 2012

Ingeniera  
Sigrid Alitza Calderón de De León  
Directora UNIDAD DE EPS  
Facultad de ingeniería USAC  
Ciudad Universitaria, Guatemala

Por medio de la presente me permito informarle que he revisado completamente el trabajo de graduación titulado: "SISTEMA DE MEJORAMIENTO, MONITOREO Y CONTROL PARA LA GESTION DE MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS PRIMARIOS DE 230/138/69 Kv EN LAS SUBESTACIONES DEL INDE GUATE-SUR VILLA NUEVA POR MEDIO DE LLA IMPLEMENTACION DEL MP SOFTWARE Ver. 9"; desarrollado por el señor Pablo Omar Escobar Toledo.

Puedo concluir que dicho trabajo cumple con los objetivos propuestos en el anteproyecto de tesis, para lo cual me complace dar la aprobación respectiva e indicarle que el autor y mi persona somos responsables por el contenido y conclusiones del mismo

Atentamente,  
Daniel Ernesto Zapata García  
Ingeniero Mecánico Eléctrico  
ASESOR  
Colegiado No. 7085





UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 30.2013  
Guatemala, 9 de abril 2013.

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:  
“SISTEMA DE MEJORAMIENTO, MONITOREO Y CONTROL  
PARA LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS  
PRIMARIOS DE 230/138/69 KV EN LAS SUBESTACIONES DEL  
INDE GUADE-SUR VILLA NUEVA POR MEDIO DE LA  
IMPLEMENTACIÓN DEL MP SOFTWARE VER.9”, del  
estudiante Pablo Omar Escobar Toledo 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



SRO



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA  
UNIDAD DE EPS

Guatemala, 21 de mayo de 2013.  
Ref.EPS.DOC.590.05.13.

Inga. Sigrid Alitza Calderón de León  
Directora Unidad de EPS  
Facultad de Ingeniería  
Presente

Estimada Ingeniera Calderón de León.

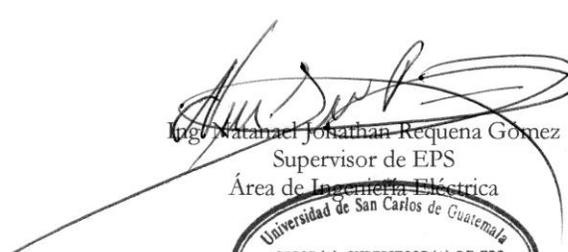
Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Pablo Omar Escobar Toledo** de la Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con carné No. **200312794**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **“SISTEMA DE MEJORAMIENTO, MONITOREO Y CONTROL PARA LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS PRIMARIOS DE 230/138/69 KV EN LAS SUBESTACIONES DEL INDE GUATE-SUR VILLA NUEVA POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MP SOFTWARE VER.9”**.

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

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”

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



c.c. Archivo  
NJRG/ra



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA  
UNIDAD DE EPS

Guatemala 21 de mayo de 2013.  
Ref.EPS.D.387.05.13.

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

Estimado Ingeniero Puente Romero.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"SISTEMA DE MEJORAMIENTO, MONITOREO Y CONTROL PARA LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS PRIMARIOS DE 230/138/69 KV EN LAS SUBESTACIONES DEL INDE GUATE-SUR VILLA NUEVA POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MP SOFTWARE VER.9"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Pablo Omar Escobar Toledo**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Daniel Zapata y supervisado por el Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez.

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

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,  
"Id y Enseñad a Todos"

  
Inga. Sigrid Aljeza Calderon de Leon  
Directora Unidad de EPS San Carlos de Guatemala

SACdL/ra





UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 39. 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; PABLO OMAR ESCOBAR TOLEDO titulado: “SISTEMA DE MEJORAMIENTO, MONITOREO Y CONTROL PARA LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS PRIMARIOS DE 230/138/69 KV EN LAS SUBESTACIONES DEL INDE GUATE- SUR VILLA NUEVA POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MP SOFTWARE VER.9”, procede a la autorización del mismo.**

  
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 23 DE MAYO 2,013.



Universidad de San Carlos  
de Guatemala



Facultad de Ingeniería  
Decanato

DTG. 526 .2013

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: **SISTEMA DE MEJORAMIENTO, MONITOREO Y CONTROL PARA LA GESTION DE MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS PRIMARIOS DE 230/138/69 kV EN LAS SUBESTACIONES DEL INDE GUATE-SUR VILLA NUEVA POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MP SOFTWARE Ver.9**, presentado por el estudiante universitario **Pablo Omar Escobar Toledo**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos  
Decano

Guatemala, 31 de julio de 2013

/gdech





## **ACTO QUE DEDICO A:**

### **Dios**

Ser omnipotente quien me ha dado la fuerza y la bendición de estar presente en este momento tan especial.

### **Mis padres**

Por la vida, su amor, esfuerzo y apoyo que me han brindado a lo largo de mi vida.

### **El resto de mi familia**

Por todo el amor que me han dado y quiero que sepan que son la fuerza que me impulsa a lograr mis objetivos.



## **AGRADECIMIENTOS A:**

**Universidad de San  
Carlos de Guatemala**

Magna casa del saber con quién me comprometo llevar su nombre en alto con mucho orgullo por formar parte de ella

**Facultad de Ingeniería**

Por permitirme adquirir los conocimientos que me formaron profesionalmente.

**Escuela de Ingeniería  
Mecánica Eléctrica**

Por mostrarme que siempre hay una mejor forma de hacer las cosas.



## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES .....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS .....	XIII
GLOSARIO.....	XV
RESUMEN.....	XIX
OBJETIVOS .....	XXI
INTRODUCCIÓN.....	XXIII
1. FASE DE INVESTIGACIÓN .....	1
1.1. Información general de la institución.....	1
1.1.1. Misión.....	1
1.1.2. Visión .....	2
1.1.3. Principales atribuciones al país .....	2
1.1.4. Porción de proyectos realizados.....	3
1.1.5. Plan de contingencia ante desastres .....	4
1.1.5.1. Objetivos.....	4
1.1.5.2. Introducción .....	4
1.1.5.3. Marco teórico .....	5
1.1.5.4. Antecedentes.....	12
1.1.5.5. Plan de contingencia.....	15
1.1.5.6. Conclusiones .....	34
1.1.5.7. Recomendaciones .....	35
2. FASE DE SERVICIO TÉCNICO PROFESIONAL .....	37
2.1. Generalidades de la subestación aislada por aire .....	37
2.1.1. Definición de una subestación eléctrica.....	37

2.1.2.	Clasificación de subestaciones eléctricas .....	37
2.1.2.1.	Nivel de voltaje .....	37
2.1.2.2.	Función .....	38
2.1.2.3.	Configuración o arreglo .....	39
2.1.2.4.	Construcción .....	42
2.1.3.	Sistemas de una subestación .....	43
2.1.4.	Equipo primario dentro de la subestación eléctrica ...	44
2.1.4.1.	Pararrayos.....	44
2.1.4.2.	Aisladores de paso.....	45
2.1.4.3.	Sistema de puesta a tierra.....	46
2.1.4.4.	Transformadores de Instrumentación .....	48
2.1.4.5.	Seccionadores .....	50
2.1.4.6.	Interruptor de potencia o disyuntor .....	51
2.1.4.7.	Transformador de potencia .....	54
2.1.4.8.	Banco de capacitores.....	55
2.1.4.9.	Reactores.....	56
2.1.4.10.	Trampa de onda.....	58
2.1.4.11.	Barras colectoras .....	58
2.1.4.12.	Banco de baterías, rectificador / cargador y UPS.....	59
2.2.	Introducción a la gestión de mantenimientos preventivos .....	60
2.2.1.	Sistema de mantenimiento CMMS.....	61
2.2.2.	Definiciones de mantenimiento .....	63
2.3.	Coordinación de mantenimientos.....	65
2.4.	Introducción al MP software versión 9 .....	66
2.4.1.	¿Qué es el MP software?.....	66
2.4.2.	Alcances en su implementación.....	67
2.4.3.	Beneficios al implementarlo .....	73

2.5.	Taxonomía y parametrización de los equipos primarios para alimentar el MP9 software .....	73
2.5.1.	Objetivos .....	74
2.5.2.	Alcance y campo de aplicación .....	74
2.5.3.	Condiciones generales .....	74
2.5.4.	Definición de entradas y salidas .....	75
2.5.5.	Identificación de equipos críticos .....	76
2.5.6.	Codificación de equipos .....	76
2.5.6.1.	Método de codificación .....	78
2.5.6.1.1.	Tipo de equipo primario .....	78
2.5.6.1.2.	Sistema de codificación .....	80
2.5.7.	Recopilación de información de equipos .....	81
2.5.7.1.	Priorización de equipos.....	83
2.5.7.2.	Campo clasificación 1 .....	84
2.5.7.3.	Definición de atributos de tipos de equipo.....	84
2.5.8.	Recopilación de planos y manuales de equipos efectivos .....	87
2.5.9.	Creación de la base de datos de herramientas, repuestos y consumibles .....	88
2.5.9.1.	Control de herramientas ver. 1.1.....	89
2.5.9.2.	Repuestos y consumibles .....	90
2.5.10.	Asociación de documentación técnica a los equipos o localizaciones .....	93
2.5.11.	Identificación física de equipos.....	94
2.5.12.	Actualización de la información de los equipos .....	95
2.6.	Desarrollo de planes de mantenimiento rutinario .....	97
2.6.1.	Creación de las actividades de los planes .....	99
2.6.1.1.	Planes con partes funcionales .....	100

2.6.1.2.	Planes con partes estructurales .....	100
2.6.1.3.	Tipo de actividad predictiva cuando requiere medición .....	101
2.6.1.4.	Prioridad de la actividad .....	102
2.6.2.	Asociación de planes a los campos de la subestación.....	103
2.6.3.	Pruebas, inspección y mantenimiento .....	105
2.6.3.1.	Inspección visual .....	107
2.6.3.2.	Inspección termográfica .....	110
2.6.3.3.	Análisis del aceite dieléctrico.....	112
2.6.3.3.1.	Pruebas al aceite.....	114
2.6.3.3.2.	Gases disueltos.....	119
2.6.3.4.	Medición de conductancia .....	125
2.6.3.5.	Resistencia de aislamiento .....	127
2.6.3.6.	Prueba de rigidez dieléctrica .....	132
2.6.3.7.	Factor de potencia del aislamiento .....	133
2.6.3.8.	Descargas parciales .....	136
2.6.3.9.	Relación de transformación .....	137
2.6.3.10.	Resistencia de devanado .....	138
2.6.3.11.	Resistencia de contacto .....	140
2.6.3.12.	Tiempos de operación de interruptores y simultaneidad de contactos .....	141
2.6.3.13.	Medición de resistencia de puesta a tierra.....	144
2.7.	Programa de mantenimiento preventivo .....	144
2.7.1.	Transformador de potencia .....	146
2.7.2.	Transformadores de corriente .....	148
2.7.3.	Transformadores de potencial .....	149
2.7.4.	Transformadores de potencial capacitivo.....	150

2.7.5.	Interruptores de potencia.....	151
2.7.6.	Seccionadores .....	152
2.7.7.	Pararrayos.....	153
2.7.8.	Banco de baterías .....	154
2.7.9.	Banco de capacitores.....	155
2.7.10.	Barras colectoras .....	156
2.8.	Mantenimiento no rutinario .....	157
2.8.1.	Mantenimiento correctivo .....	158
2.8.1.1.	Registro de trabajos correctivos.....	160
2.8.2.	Mantenimiento preventivo .....	165
2.8.3.	Mantenimiento predictivo.....	165
2.8.4.	Mantenimiento de apoyo y mejora.....	166
2.9.	Mecanismo de generación de órdenes de trabajo dentro del MP9 módulo de OTS.....	166
2.9.1.	Orden de trabajo - OT .....	169
2.9.2.	Programación inicial de los mantenimientos preventivos programados .....	170
2.9.3.	Fases de una Orden de Trabajo.....	175
3.	FASE ENSEÑANZA-APRENDIZAJE .....	195
3.1.	Capacitación al personal encargado de gestionar el MP	
3.1.1.	Manual básico para el manejo del MP9.....	195
3.1.1.1.	Crear un equipo .....	195
3.1.1.2.	Crear un Plan de Mantenimiento .....	196
3.1.1.3.	Asociar equipo-plan .....	199
3.1.1.4.	Programar fechas de mantenimientos ...	199
3.1.1.5.	Generar calendarios .....	201
3.1.1.6.	Fase 1: Generar una OT.....	202
3.1.1.7.	Fase 2: Actualizar OT abierta .....	203

3.1.1.8.	Fase 3: OT Lista para cerrar .....	207
3.1.1.9.	Fase 4: Historial de OTs cerradas .....	208
3.1.1.10.	Registro de trabajos no rutinarios .....	209
3.1.1.11.	Registro de lecturas predictivas.....	214
3.1.1.12.	Comparativo de equipos en actividades realizadas.....	215
3.1.1.13.	Gráfica de programado versus realizado.....	218
3.1.2.	Cursillo: Desarrollo de Planes de Mantenimiento Eficaz-PME .....	220
3.1.2.1.	Objetivos del curso .....	220
3.1.2.2.	Introducción.....	220
3.1.2.3.	Fase 1: Selección del equipo .....	222
3.1.2.4.	Fase 2: Listado de funciones y especificaciones .....	225
3.1.2.5.	Fase 3: Determinación de fallos funcionales y técnicos .....	226
3.1.2.6.	Fase 4: Determinación de los modos de falla .....	231
3.1.2.7.	Fase 5: Análisis de la gravedad de los fallos.....	235
3.1.2.8.	Fase 6: Toma de decisiones para determinar medidas preventivas.....	238
3.1.2.9.	Fase 7: Puesta en marcha y seguimiento de la estrategia aplicada.....	247
CONCLUSIONES .....		249
RECOMENDACIONES .....		251
BIBLIOGRAFÍA .....		253

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Diagrama unifilar de barra simple .....	40
2.	Unifilar doble barra más seccionador de transferencia.....	42
3.	Pararrayos .....	45
4.	Aislador de paso .....	47
5.	Puesta a tierra .....	47
6.	Comportamiento de los transformadores de medida.....	48
7.	Transformador de instrumentación.....	49
8.	Seccionadores .....	50
9.	Tensiones nominales y tipos de interruptores .....	53
10.	Interruptor de potencia .....	53
11.	Transformador de potencia .....	55
12.	Banco de capacitores .....	56
13.	Reactores .....	57
14.	Trampa de onda o bobina de bloque.....	58
15.	Barras colectoras .....	59
16.	Banco de baterías, rectificador y cargador .....	60
17.	Relación entre ficha técnica y tipo de equipo .....	86
18.	Diagrama proceso para registrar un equipo primario .....	89
19.	Control de herramientas ver 1.1 .....	90
20.	Ingreso y asociación de herramientas y recursos.....	92
21.	Descripción de proceso de asociación de información técnica a los equipos .....	94

22.	Descripción de procesos de actualización de información a los equipos.....	96
23.	Régimen del plan de mantenimiento .....	98
24.	Plan general de mantenimiento para los campos de la subestación..	106
25.	Guía para evaluar aceites para transformadores .....	117
26.	Método de Rogers para interpretación de resultados de las pruebas aceite dieléctrico .....	123
27.	Método Triangulo de Duval para interpretación de resultados de las pruebas aceite dieléctrico .....	124
28.	Método de Domenburg para interpretación de resultados de las pruebas aceite dieléctrico .....	125
29.	Gráfica de capacidad y resistencia .....	126
30.	Técnica para medir conductancias .....	126
31.	Componentes de la corriente de prueba .....	129
32.	Gráfico de $T_g \Delta$ .....	133
33.	Conexiones prueba de factor de potencia del aislamiento .....	134
34.	Conexiones para prueba de collar caliente .....	136
35.	Conexión para medir la relación de transformación .....	138
36.	Conexión para la prueba de resistencia de devanados .....	139
37.	Conexión para prueba de resistencia de aislamiento.....	141
38.	Gráfica del comportamiento de la prueba de apertura y cierre .....	143
39.	Conexión para la prueba de apertura y cierre .....	143
40.	Conexión para medir la resistencia de puesta a tierra .....	145
41.	Mantenimiento correctivo.....	158
42.	Mantenimientos no rutinarios.....	167
43.	Registro de trabajos no rutinarios dentro del MP9 .....	168
44.	Diagrama generación de calendarios .....	173
45.	Diagrama programación inicial previo a generar OTs .....	174
46.	Balance de carga de trabajo para la asignación de un responsable ..	177

47.	Fase 1: Generación de OTs.....	179
48.	OT Impresa.....	181
49.	Etapas de una OT impresa.....	184
50.	Actualización de trabajos realizados de una OT dentro del MP9.....	186
51.	Fase 2: OTs abiertas.....	187
52.	Diagrama Fase 3: Listas para cerrar.....	191
53.	Diagrama Fase 4: Historial de OTS cerradas.....	193
54.	Crear un equipo.....	196
55.	Crear un Plan de Mantenimiento.....	197
56.	Crear una actividad dentro del plan creado.....	198
57.	Asociar un equipo a un Plan de Mantenimiento.....	200
58.	Programar fechas de mantenimiento.....	201
59.	Generar calendarios.....	202
60.	Generar una OT.....	204
61.	Fase 2: Actualizar OT abierta.....	204
62.	Actualizar actividades de OT abierta.....	205
63.	Registro de consumos en OT.....	205
64.	OT Lista para cerrar.....	208
65.	Historial de OTS cerradas.....	209
66.	Registro de no rutinario etapa uno.....	210
67.	Registro de no rutinario etapa uno A.....	211
68.	¿El trabajo no rutinario ya fue realizado?.....	211
69.	Programar el trabajo no rutinario.....	212
70.	Registro para el análisis de fallas en caso correctivo.....	213
71.	Preguntas importantes para casos correctivos.....	213
72.	Generar OT para caso no rutinario.....	214
73.	Registro de lecturas predictivas.....	215
74.	Comparativo de equipos en actividades realizadas.....	216
75.	Asistente para comparativo entre equipos.....	217

76.	Comparativo de equipos generado .....	218
77.	Parametrizar la gráfica Programado vs Realizado .....	219
78.	Gráfica Programado vs Realizado .....	219
79.	Niveles dentro de una planta industrial .....	223

## TABLAS

I.	Tipos de riesgos a afectar la empresa .....	16
II.	Áreas de la subestación eléctrica .....	17
III.	Calificación Métodos de Control .....	18
IV.	Calificación de control por riesgos subestación Eléctrica Guate-Sur .....	19
V.	Impacto del riesgo .....	20
VI.	Prioridad en control de riesgo .....	21
VII.	Definición de entradas y salida .....	75
VIII.	Niveles de tipos de equipo primario .....	79
IX.	Ejemplo de tipos de equipo .....	80
X.	Ejemplo de codificación de equipo primario .....	80
XI.	Ficha técnica de equipo primario .....	82
XII.	Sistema al que pertenece el equipo .....	85
XIII.	Mismo tipo de equipo con similar o diferente descripción del atributo .....	87
XIV.	Ficha técnica herramientas .....	91
XV.	Tipos de mantenimiento rutinarios y no rutinarios .....	97
XVI.	Información necesaria para crear una actividad .....	99
XVII.	Prioridad de la actividad .....	103
XVIII.	Tipos de equipos dentro de cada campo de la subestación .....	104
XIX.	Criterios a aplicar en las inspecciones visuales .....	108
XX.	Items a observar en las inspecciones visuales .....	109

XXI.	Termografía a equipos primarios.....	111
XXII.	Diferencia de temperaturas respecto a un equipo normal .....	112
XXIII.	Pruebas básicas del aceite dieléctrico .....	114
XXIV.	Pruebas complementarias del aceite dieléctrico.....	115
XXV.	Índice de polarización de la condición del aislamiento .....	130
XXVI.	Índices de Descarga Dieléctrica (DD) .....	131
XXVII.	Pruebas de factor de potencia .....	134
XXVIII.	Valores típicos del Tg $\Delta$ .....	135
XXIX.	Criterios para programar fechas a mantenimientos rutinarios y no rutinarios .....	145
XXX.	Plan de mantenimiento para el transformador de potencia .....	147
XXXI.	Plan de mantenimiento para el transformador de corriente .....	148
XXXII.	Plan de mantenimiento para el transformador de potencial.....	149
XXXIII.	Plan de mantenimiento para el transformador de potencial capacitivo.....	150
XXXIV.	Plan de mantenimiento para el interruptor de potencia .....	151
XXXV.	Plan de mantenimiento para el seccionador.....	152
XXXVI.	Plan de mantenimiento para el pararrayos.....	153
XXXVII.	Plan de mantenimiento para el banco de baterías .....	154
XXXVIII.	Plan de mantenimiento para el banco de capacitores .....	155
XXXIX.	Plan de mantenimiento para la barra colectora .....	156
XL.	Registro inicial de un trabajo no rutinario .....	157
XLI.	Causa de la falla .....	162
XLII.	Posibles tipos de fallas.....	163
XLIII.	Ejemplo: tomando algunas actividades del plan de un pararrayos.....	171
XLIV.	Nivel del responsable a asignar en una OT.....	178
XLV.	Análisis de la gravedad de los fallos .....	238
XLVI.	Tipos de tareas de mantenimiento para aplicar.....	243



## LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperios
C	Capacitancia
C.A.	Corriente alterna
C.D.	Corriente directa
°C	Grados Celsius
kVA	Kilovolt-amperio
kV	Kilovoltios
kg	Kilogramos
M Ω	Mega ohmios
MVA	Mega volt-amperio
MW	Megavatios
Ω	Ohmios
p.p.m	Partículas por millón
%E	Porcentaje de error
μ	Prefijo micro
$n_1/n_2$	Relación de transformación por número de vueltas del devanado
$U1n/U2n$	Relación de transformación de voltaje
$I1n/I2n$	Relación de transformación por corriente
r	Resistividad
S	Segundos
Tg Δ	Tangente del ángulo
Ur	Tensión asignada de un pararrayos

<b>Uc</b>	Tensión de funcionamiento continuo
<b>dyn/cm</b>	Tensión superficial
<b>VAC</b>	Voltaje a corriente alterna
<b>VDC</b>	Voltaje a corriente directa
<b>MCOV</b>	Voltaje máximo de operación continua

## GLOSARIO

<b>AMM</b>	Administrador del Mercado Mayorista.
<b>ASTM</b>	American Society for Testing and Materials. Es la mayor organización científica y técnica para el establecimiento y la difusión de normas relativas a las características y prestaciones de materiales, productos, sistemas y servicios.
<b>ASTM D1533</b>	Norma para el contenido de humedad en el aceite (ppm partes por millón).
<b>ASTM D1816</b>	Norma para la tensión de ruptura dieléctrica.
<b>ASTM D2285</b>	Norma para la tensión interfacial en aceites aislantes.
<b>ASTM D974</b>	Norma para el número de acidez o de neutralización.
<b>Barras Colectoras</b>	Es el conjunto de conductores eléctricos, que se utilizan como conexión común o nodo, de los diferentes circuitos que conectan una subestación.

<b>BIL</b>	Es el nivel básico de aislamiento del equipo o tensión de aguante del equipo, para sobre tensiones por rayo.
<b>CMMS</b>	<b>Computerized Maintenance Managment System. Sistema de gestión de mantenimientos computarizado.</b>
<b>Desenergizar</b>	Liberar una línea de toda carga y voltaje.
<b>Diagrama Unifilar</b>	Es aquel diagrama que muestra las conexiones entre dispositivos, componentes, partes de un circuito eléctrico o de un sistema de circuitos, representados mediante símbolos.
<b>EPDM</b>	Caucho etileno-propileno-dieno (EPDM). Caucho sintético empleado en la impermeabilización de cubiertas, fabricado en láminas.
<b>Equipo primario</b>	Equipo eléctrico con alta prioridad de conducción de energía eléctrica, dentro de una subestación.
<b>Factor de potencia</b>	Indicador cualitativo y cuantitativo del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica. Entre más alto es el factor de potencia, más grande es el componente resistivo.

<b>IEC</b>	La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI o IEC por sus siglas en inglés, International Electrotechnical Commission), es una organización de normalización en los campos eléctrico, electrónico y tecnologías relacionadas.
<b>IEC 60567/60599</b>	Norma para muestreo de gases y del aceite para análisis de gases libres y disueltos. A equipo llenado por aceite eléctrico.
<b>IEC 60666</b>	Norma para la detección y determinación de aditivos específicos, en aceites minerales aislantes.
<b>ISO-14221</b>	Espacio aéreo - el cojinete de bolas de armadura de avión, la fila sola, la autoalineación, la precisión, sellada, alumbrado (enciende) el deber(impuesto) - la serie de Pulgada.
<b>ISO-9000</b>	Conjunto de normas sobre calidad y gestión continua de calidad, establecidas por la Organización Internacional de Normalización (ISO).
<b>MP9</b>	<b>Mantenimiento Preventivo Versión 9. Software para el control y administración del mantenimiento.</b>

<b>OT</b>	Orden de trabajo
<b>PLC</b>	Control lógico programable. Dispositivo que mediante programa lógico de contactos o “ladder”, realiza secuencias de múltiples índoles, tales como señales digitales o analógicas.
<b>RCM2</b>	Mantenimiento Centrado en Confiabilidad
<b>SAP</b>	Sistemas, Aplicaciones y Productos. Software para la administración empresarial.
<b>SF6</b>	SF6 (hexafluoruro de azufre), es un <b>compuesto inorgánico</b> . En condiciones normales de presión y temperatura es un <b>gas</b> incoloro, inodoro, <b>no toxico y no inflamable</b> .
<b>SIN</b>	Sistema Nacional Interconectado.
<b>Taxonomía</b>	Es la ciencia en la que se identifica un orden en clasificar los activos y se establecen parámetros de diferencia, creando familias, sistemas y conjuntos.
<b>VHF</b>	Frecuencia Muy Elevada. Sistema de radio operante en la banda de 156 a 162 MHz.

## RESUMEN

En el presente trabajo de graduación, se desarrollaron los procesos para implementar el sistema de gestión de mantenimiento MP9 Software (Mantenimiento Preventivo Versión 9), desde su etapa inicial hasta la gestión del mismo, dentro de la Subestación Eléctrica Guatemala Sur de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica – EGEE del INDE. En el capítulo I se presenta toda la información referente a esta empresa, parte de ella sus principales atribuciones al país y una porción de proyectos realizados dentro del sector eléctrico. También fue de importancia desarrollar un plan de contingencias ante desastres, dentro de las instalaciones de la subestación, mencionando marco legal, antecedentes, tipos de riesgos a afectar la empresa, pasos a realizar durante y después de la emergencia, funciones del personal y entre otras.

En el capítulo II se presentan las generalidades de una subestación aislada por aire, se mostró por medio de diagramas unifilares los arreglos que posee Guate-sur, dentro de la subestación. También se explican las funciones y alcances que tiene el MP9 Software, como los beneficios al implementarlo. En este mismo capítulo, se desarrolló la taxonomía y parametrización, para el ingreso de información de los equipos primarios dentro de este sistema, incluyendo también los planes de mantenimiento, exclusivamente para subestaciones eléctricas. Dentro de este capítulo también se desarrolló una guía para desarrollar planes de mantenimiento, aplicando criterios del personal con amplia experiencia y manuales de los equipos, logrando cubrir inspecciones visuales, termografías, análisis de aceites, análisis de gases disueltos en el aceite, medición de conductancia, resistencia de aislamiento, prueba de rigidez

dieléctrica, prueba de factor de potencia, descarga parciales. Como producto de lo anterior, al crear cada actividad se estructuró un plan de mantenimiento para cada equipo, formado por dos partes funcionales, la primer parte relaciona todas las actividades con inspecciones visuales y mecánicas, la segunda parte, relaciona todas las pruebas eléctricas. Obteniendo el plan de mantenimiento, se generaron los procesos para el seguimiento, registro y control de las órdenes de trabajo, para actividades preventivas, predictivas, correctivas, apoyo y mejora.

En el capítulo III, se desarrolló un manual básico para el manejo del MP9 Software como también un cursillo para implementar una metodología para el Desarrollo de Planes de Mantenimiento Eficaces, nombrado PME, con el propósito de aumentar la confiabilidad de los equipos primarios, en su disponibilidad para el servicio eléctrico.

## **OBJETIVOS**

### **General**

Sistematizar el control y administración de los Mantenimientos a los Equipos Primarios de 230kV/138kV/69kV dentro de la Subestación Eléctrica Guatemala Sur INDE/ETCEE, garantizando la confiabilidad del servicio continuo de energía eléctrica por medio de la Implementación del MP (Mantenimiento Preventivo) Software Ver.9.

### **Específicos**

1. Desarrollar una propuesta para crear actividades rutinarias de mantenimiento preventivo a los equipos primarios dentro de la subestación, formando planes cubriendo las necesidades y exigencias de los esfuerzos eléctricos.
2. Proponer procedimientos para el control, supervisión y registro de mantenimientos, logrando a mediano plazo la máxima disponibilidad y confiabilidad de los equipos primarios, al menor costo posible.
3. Proponer la taxonomía, para el ingreso de equipos, herramientas, documentación técnica y entre otros para una subestación eléctrica.

4. Proponer formato para órdenes de trabajo de las actividades programadas y no programadas dentro de la subestación cumpliendo con la taxonomía creada.
5. Documentar una tabla con los antecedentes de fallas que han presentado y su causa raíz de los tipos de equipos que se encuentran dentro de la subestación eléctrica.
6. Desarrollar un manual básico para el manejo del MP Software logrando documentar toda la información sobre los mantenimientos rutinarios y no rutinarios para consultas futuras y toma de decisiones.

## INTRODUCCIÓN

En la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) empresa organizada por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), surge la necesidad de mejorar la gestión del mantenimiento a los equipos de potencia en la Subestación de Guatemala Sur. Con herramientas tecnológicas, que representan una solución eficaz y puntual para llevar el control y administración de los mantenimientos hoy en día, ayudando a documentar y mantener organizada la información que requiera el Departamento de Mantenimiento, por medio de la implementación del MP Software Versión 9.

Esta es una herramienta poderosa ya que a corto y a mediano plazo ya se puede observar las mejoras en el desarrollo de planes de mantenimiento, ahorro de tiempos de trabajo, consulta de información puntual, análisis de fallas, actualización de información en tiempo real, garantizando la larga durabilidad de los equipos como su operación, calendarización automática de mantenimientos rutinarios y entre otras ventajas mas. Todo esto puede ser percibido y analizado mensual, bimestral, trimestral, semestral y anual.

El proyecto y la implementación del MP Software se enfoca en los equipos primarios: transformador de potencia, transformadores de instrumentación, pararrayos, interruptores de potencia y seccionadores entre otros. El funcionamiento del MP Software dependerá de la información ingresada a su base de datos, una columna principal del MP es el desarrollo de Planes de Mantenimiento, se requiere estar en la subestación para el levantamiento de datos y desarrollo de planes de mantenimiento.

Si no hay control no hay mejora. El MP Software (Mantenimiento Preventivo), tiene el módulo para generar Órdenes de Trabajo preventivas, predictivas, correctivas, apoyo y mejora, claro que no se podría generar una OT sin un plan de mantenimiento y no se puede llevar a cabo un plan si no se tienen los recursos y la información real del mismo. En la Subestación de Guate-Sur, realizan más de 400 actividades al año, el 30% de estas pueden ser autoprogramadas o calendarizadas dentro del MP según su régimen periódico. Esto ayudará solo a reprogramar el 70% restante siempre dentro del software ya sea adelantando o posponiendo las actividades, y ¿por qué?, ya que existe una coordinación de mantenimientos entre las unidades de mantenimiento con el Centro de Control de ETCEE para autorizar la liberación de una línea o campos de la subestación y balancear cargas.

# **1. FASE DE INVESTIGACIÓN**

## **1.1. Información general de la institución**

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica es una empresa que cuenta con personal Jurídico, propiedad del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) que tiene la finalidad del transporte de energía eléctrica de manera continua en el Sistema Nacional Interconectado (SIN) y de las interconexiones regionales, operación, mantenimiento, mejoras y ampliaciones de la infraestructura de transformación, control y comunicaciones. Así como de participar en el sub sector eléctrico nacional como empresa de servicio de transporte de electricidad y el mercado eléctrico regional. La Subestación Eléctrica Guatemala Sur construida en el año 1969 se encuentra ubicada en el Km 14.5 en la localidad San José del municipio de Villanueva, departamento de Guatemala, siendo su acceso a través de la carretera al Pacífico.

Suministrando un servicio eficiente, de calidad y utilizando tecnología de vanguardia, que permita como empresa del estado, el bienestar social, la protección del ambiente y la superación de su recurso humano.

### **1.1.1. Misión**

Transportar la energía eléctrica de forma continua, eficiente y de calidad, utilizando tecnología de vanguardia entre generadores y los centros de distribución del Sistema Nacional Interconectado (SIN).

### **1.1.2. Visión**

Ser la empresa líder en el transporte de energía eléctrica a nivel regional.

### **1.1.3. Principales atribuciones al país**

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

- Administrar, operar y mantener el servicio de transporte de electricidad en términos de calidad que estipula la Ley General de Electricidad.
- Prestar el servicio de transporte de electricidad a los agentes del mercado eléctrico, cobrando peaje por dicho servicio.
- Velar por la conservación de la infraestructura de transmisión, transformación, equipo de control y comunicaciones y de todos los activos físicos y de los recursos con que cuenta para tal fin.
- Coordinar sus programas y actividades con los programas y planes con otros agentes del mercado eléctrico relacionados con las dependencias estatales y con el INDE.
- Planificar, diseñar, financiar contribuir y supervisar las obras de infraestructura necesarias.
- Conocer todo estudio relacionado con el servicio de transporte y control de energía eléctrica y resolver acerca de las obras atinentes al mismo.

- Asesorar a las otras dependencias del INDE en materia de su competencia.

#### **1.1.4. Porción de proyectos realizados**

- Interconexión Guatemala México 400 KV US \$ 41,428,211.29.
- Subestaciones
  - Teleman y ampliaciones Poptun y El Estor US \$ 1.2 millones
  - Sta. Elena Ixpanpajul US \$ 3.5 millones
  - Subestación Barillas US \$ 1.3 millones
- Líneas de 230 KV proyectos terminados Q 6,459,319
  - Reconstrucción de tramo Aguacapa San Joaquin
  - Reconstrucción de tramo Escuintla Gsur
- Líneas de 69 KV
  - Malacatán San Marcos US \$ 2.2 millones
  - El Estor Teleman US \$ 3.6 millones
  - San Juan Ixcoy Barillas US 2.8 millones
  - Poptun Sta Elena Ixpanpajul US \$ 8.5 millones
- Puesta en servicio de la Ampliación Moyuta a 230 KV US 2.5 millones.
- Ampliación Transformación Escuintla 1 con la instalación de Banco de Transformación de 150 MVA US \$ 3.75 millones.
- Reconversión línea 69 KV a 138 KV Esperanza Pologua Huehuetenango US 1.16 millones.

- Ampliación capacidad a 138 KV Subestaciones Esperanza, Pologua, y Huehuetenango que implico la instalación de dos bancos de transformación 150 MVA 230/138 KV y 90 MVA 138/69 KV US \$ 5.3 millones.
- Ampliación Rancho Mayuelas y Jalapa US \$ 1.3 millones .

### **1.1.5. Plan de contingencia ante desastres**

La necesidad de planificar y prepararse para prevenir y mitigar los efectos de desastres es inevitable.

#### **1.1.5.1. Objetivos**

Apoyar a la empresa en la conformación de sus brigadas de emergencia, preparación e implementación de este documento para la administración de las emergencias, brindándoles conceptos básicos que les permitan estar preparados para afrontar situaciones como incendios, sismos y cualquier otro tipo de siniestro bien sea de origen natural o humano.

#### **1.1.5.2. Introducción**

En la subestación eléctrica de Guatemala Sur, se pueden realizar planes de contingencia basada en las consecuencias de seguridad industrial, operacionales y no operacionales, tomando en cuenta que un desastre es el resultado de una perturbación ecológica abrumadora que excede la capacidad de ajuste de la comunidad. También se puede definir como una ruptura ecológica importante dela relación entre los humanos y su medio ambiente, un evento serio y súbito de tal magnitud que la comunidad golpeada necesita

esfuerzos extraordinarios para hacerle frente a menudo con ayuda externa. Este estudio muestra una metodología para aplicar procedimientos acorde a la contingencia a cubrir.

### **1.1.5.3. Marco teórico**

Se define desastre como un evento que causa daños a la población. Los desastres se pueden subdividir en dos amplias categorías: aquellos causados por las fuerzas naturales y los causados o generados por los humanos. Los primeros surgen de la fuerza de la naturaleza, los causados por el hombre son acciones humanas identificables, deliberadas o no.

- Desastres Naturales
  - Meteorológicas o climáticas
    - Huracán
    - Ciclón
    - Vendaval
    - Granizada
    - Inundación
    - Sequía
    - Ola de calor
    - Ola de frío
    - Incendio forestal
    - Tormenta eléctrica
  
- Geológicos
  - Terremoto
  - Sismo o temblor
  - Maremoto

- Erupción volcánica
- Deslizamiento de lodo (alud, avalancha)
- Tecnológicas o antrópicos, pueden ser originados intencionalmente por el hombre o por un error de carácter técnico.
  - Incendio
  - Explosión
  - Escape de vapores tóxicos
  - Derrame o fuga de materiales peligrosos (químicos)
  - Equipos defectuosos
  - Accidentes de tránsito
  - Intoxicación alimentaria
- Sociales
  - Concentración de Personas
  - Conflictos sociales
  - Acciones vandálicas
  - Amenazas de bomba
  - Atentados terroristas
  - Secuestro
  - Asalto
  - Violencia
  - Desorden civil

En una empresa, los efectos que puede causar un desastre varían dependiendo de las características propias de los elementos expuestos y de la naturaleza del evento mismo. El impacto puede causar diferentes tipos de alteraciones. En general pueden considerarse como elementos bajo riesgo la población, el medio ambiente y la estructura física representada por la vivienda,

la industria, el comercio y los servicios públicos. Las pérdidas directas causadas por los desastres están relacionadas con el daño físico, expresado en muertos y heridos; en daños en la infraestructura de servicios públicos; daños en equipo y/o maquinaria; daño en las edificaciones, el espacio urbano y el deterioro del medio ambiente. Las pérdidas indirectas, generalmente pueden subdividirse en efectos sociales tales como la interrupción del transporte, de los servicios públicos, de los medios de información y la desfavorable imagen y los efectos económicos que representan la alteración de la industria y el comercio como consecuencia en la baja de la producción, la desmotivación de la inversión y la generación de gastos de rehabilitación y reconstrucción.

La aparición inesperada de una emergencia generada en un riesgo previsible que puede poner en serio peligro la integridad de personas y bienes, obliga a las empresas a no dejar a la improvisación la organización de los medios materiales y humanos necesarios para hacer frente a la emergencia. La empresa debe estar dotada de los medios de control suficientes para que un equipo humano suficientemente preparado actúe con diligencia y se eviten en lo posible pérdidas materiales y humanas.

Por lo anteriormente expuesto, nace la necesidad por parte de la empresa, de contar con un Plan de Emergencias y Evacuación que defina el conjunto de acciones que se den realizar en caso de emergencias con el fin de proteger las personas y los bienes. Acciones que sirvan para poder actuar con la máxima rapidez y sin improvisación, lo cual aumenta la efectividad de los medios de prevención y protección existentes al reducir las posibles consecuencias.

Guatemala por sus características geográficas, orográficas, hidrográficas y por su contexto político social, es un país amenazado continuamente con la

presentación de emergencias y desastres de origen natural y/o antrópico. De conformidad con lo establecido por el Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología, INSIVUMEH, del Ministerio de Comunicaciones, Infraestructura y Vivienda de Guatemala, para el 2008 estadísticamente la actividad ciclónica tiene mayor posibilidad de ocurrencia para la región del Atlántico entre los meses de Junio a Noviembre, mientras que en el Pacífico nororiental de mediados de Mayo a Octubre, las cuales son conocidas comúnmente como temporada Ciclónica.

En la perspectiva Pacífico nororiental, el pronóstico considerado para esta temporada podría estar cercano a la formación de 15 tormentas tropicales con nombre, de las cuales 8 se quedarían con la categoría de tormenta tropical, 7 alcanzarían la categoría de huracán, pronosticándose que dos de ellos alcanzarían la categoría 3 a 5 en la escala de Zafiro-Simpson.

El territorio guatemalteco está asentado en 3 grandes placas tectónicas: Norteamericana, Caribe y del Coco. Su manifestación en la superficie son las fallas de Chixoy-Polochic y Motagua. El contacto entre las placas Caribe y Cocos a unos 50 kilómetros de las costas del océano Pacífico, generan deformaciones al interior de la placa del Caribe, produciendo fallos secundarios como: Jalpatagua, Mixco, Santa Catarina Pinula y otros. Los movimientos relativos entre las placas determinan la distribución de los terremotos y volcanes.

En lo que respecta a actividad vulcanológica, un inventario de los focos eruptivos cuaternarios de la República de Guatemala, revela un número de 324 focos eruptivos en Guatemala. En orden de abundancia se reparten los focos eruptivos como sigue en los departamentos: Jutiapa: 181; Santa Rosa: 42; Jalapa: 31; Chiquimula: 27; Guatemala: 13; Quezaltenango: 11; Sololá: 7;

Escuintla: 4; San Marcos: 2; Totonicapán: 2; Chimaltenango: 1, Sacatepéquez: 1; El Progreso: 1; Zacapa: 1. Incluidos en el citado inventario están 11 volcanes clasificados como activos en el Catálogo de los Volcanes Activos del Mundo (1958, Asociación Vulcanológica Internacional). Tres de éstos: Santiaguito, Fuego y Pacaya, han registrado erupciones en los últimos diez años.

### Marco legal

El artículo 100 de la Constitución Política de la República de Guatemala, establece que “El Estado reconoce y garantiza el derecho a la seguridad social para beneficio de los habitantes de la Nación. Su régimen se instituye como función pública, en forma nacional, unitaria y obligatoria. El Estado, los empleadores y los trabajadores cubiertos por el régimen, con la única excepción de lo preceptuado por el artículo 88 de esta Constitución, tienen obligación de contribuir a financiar dicho régimen y derecho a participar en su dirección, procurando su mejoramiento progresivo”.

La aplicación del régimen de seguridad social corresponde al Instituto Guatemalteco de Seguridad Social, que es una entidad autónoma con personalidad jurídica, patrimonio y funciones propias; goza de exoneración total de impuestos, contribuciones y arbitrios, establecidos o por establecerse.

El Instituto Guatemalteco de Seguridad Social debe participar con las instituciones de salud en forma coordinada.

El Reglamento General sobre Higiene y Seguridad en el Trabajo, vigente desde 1958, en su artículo 1 determina que “El presente reglamento tiene por objeto regular las condiciones generales de higiene y seguridad en que deberán ejecutarse sus labores los trabajadores de patrones privados del estado, de las

municipalidades y de las instituciones autónomas, con el fin de proteger su vida, su salud, y su integridad corporal”. En efecto, en él se encuentran las normas de orden público que disponen las condiciones generales de higiene y seguridad que deberían observarse en todo sitio de trabajo, privado o público, para proteger la vida, la salud y la integridad de los trabajadores. Igualmente determina que sustentado en el Código de Trabajo de la República de Guatemala, las infracciones o violaciones que se comentan contra las disposiciones del reglamento constituyen faltas de trabajo y previsión social, que pueden ser objeto de sanciones económicas, cierre de la empresa o causal de despido sin responsabilidad para el empleador, del trabajador que no acate las normas de seguridad.

El Instituto Guatemalteco de Seguridad Social en el acuerdo 1414 determina las normas de cumplimiento general en relación a los botiquines de primeros auxilios que de conformidad con las leyes nacionales deben tener todas las empresas o lugares de trabajo del país. A su vez el acuerdo 1002 de la Junta Directiva establece el reglamento sobre protección relativa a accidentes en los lugares de trabajo. El Código de Trabajo de la República de Guatemala, en su título quinto capítulo único, establece las normas que rigen respecto a Higiene y Seguridad en el Trabajo. En lo que corresponde a los trabajadores, el Código de Trabajo incluye dentro de las obligaciones de los trabajadores la rigurosa observancia de las medidas preventivas acordadas por las autoridades competentes y las indicadas por el empleador para su seguridad y protección personal y del lugar de trabajo.

Otros cuerpos normativos vigentes en Guatemala destinados a la promoción de la seguridad ocupacional son: el Convenio 161 de la OIT sobre los servicios de salud en el trabajo, 1985; el Código de Trabajo; el Acuerdo Gubernativo 359-91 “Disposiciones reglamentarias para la aplicación del

Convenio Internacional del Trabajo No. 161, sobre los servicios de salud en el trabajo”.

En forma particular, cada empresa debe adoptar las condiciones de higiene y seguridad establecidas en las normas vigentes sobre el tema de salud ocupacional, puede aplicar además las disposiciones internas de la empresa establecidas en el reglamento Interno de Trabajo, protocolos de seguridad y códigos de conducta contemplados en las guías de manejo ante la ocurrencia de emergencias.

En un Programa de Salud Ocupacional, en el componente del subprograma de Medicina Preventiva, la empresa debe desarrollar un programa de primeros auxilios, con el objetivo de desarrollar entre los empleados, destrezas y actitudes básicas para la atención integral de primeros auxilios en emergencias frecuentes tanto en trabajadores accidentados como en enfermedades repentinas, antes de ser atendidos en un centro asistencial. La organización del botiquín de primeros auxilios es un recurso básico para quienes prestan los primeros auxilios y sus características dependen de las circunstancias de uso y las particularidades de los procesos productivos.

En el subprograma de Higiene y Seguridad Industrial la empresa debe desarrollar la Organización e implantación del Plan de Emergencias en que se revisan los riesgos que puedan generar emergencias dentro de la operación, priorizando aquellos que expongan las vidas de los trabajadores, estabilidad económica de la entidad, posible daño al ambiente. El plan contiene la metodología que la empresa implementará con sus medios humanos y materiales para hacer frente a cualquier tipo de emergencia, brindar el apoyo logístico que permita una evacuación segura de las personas que se encuentran expuestas a determinado peligro durante la emergencia.

#### **1.1.5.4. Antecedentes**

No se tienen documentadas las evaluaciones de las emergencias presentadas en lo que respecta a riesgos potenciales, acciones tomadas y resolución de las emergencias. Incendios forestales no documentados que periódicamente se presentan coincidentes con época de sequía. Se tiene documento del 17 de enero de 2007 que contiene diagnóstico situacional. Para dicha fecha se solicitó apoyo del personal del SIPECIF Sistema Nacional de Prevención y Control de incendios Forestales. La citada entidad impartió curso de inducción sobre manejo de brecha en la elaboración de línea defensa contra incendios forestales. En febrero se realizó chapeo y quemas controladas con participación de tres cuadrillas de linieros. En marzo 17 y 19 se produjeron dos incendios forestales, el último en día festivo que dificultó su control y obligó a recurrir al cuerpo de bomberos de Villa Nueva, lográndose el control en dos días. Se dejan unas recomendaciones teniendo en cuenta que en inspección se detectó no chapeo en zonas adyacentes a muro perimetral. Se recomienda chapeo bimensual, se ha iniciado reforestación.

En 2008 robo no documentado e investigado, se presentó con escalamiento en bodega, ruptura de vidrio e ingreso por costado sur. Se han implementado medidas correctivas: sensores de movimiento, cierre con candado de rejas en costados laterales de la tres bodegas. En el mes de junio de 2008 robo no documentado e investigado de componentes de torre localizada en zona rural.

#### Reseña histórica

En 1998 el Instituto Nacional de Electrificación, INDE, separó el área de generación del área de transmisión con la conformación de dos empresas:

- Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE, EGEE.
- Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, ETCEE.

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, ETCEE, para desarrollar el proceso de transmisión de energía cuenta con líneas de transmisión de 230 kV, 138, kV y de 69 kV. Los dos primeros voltajes cumplen funciones de transmisión debido a que enlazan las plantas de generación con los grandes centros de consumo así como las importaciones-exportaciones. Por su parte las líneas de 69 kV, en su mayor parte cumplen funciones de subtransmisión y distribución. La ETCEE es dirigida por una gerencia a cargo del Ingeniero Luis Eduardo Pérez Álvarez. En su estructura funcional cuenta con la Superintendencia de Operación, la división de Planificación, División Administrativa y Financiera y la División de Control. Para efectos de operación y mantenimiento la empresa dividió el país en tres departamentos:

- Departamento Central: subestaciones de Guatemala Sur, Guatemala Norte, Guatemala Este, Escuintla 1 y Escuintla 2.
- Departamento Oriente
- Departamento Occidente

La subestación Eléctrica Guatemala Sur cuenta con los siguientes campos de entrada y salida:

- Entrada en 230 kV: Escuintla1, Escuintla 2, Guatemala Norte y Guatemala Este.
- Entrad en 138: Palín 2 y Jurún Marinalá 2
- Salida en 69 kV: Tres de la empresa Eléctrica de Guatemala (distribución), los esclavos, Guadalupe 1 y 2 Chimaltenango y San Juan Gascón.

## Ubicación geográfica

La Subestación Eléctrica Guatemala Sur construida en el año 1969 se encuentra ubicada en el kilometro 14.5 en la localidad San José del municipio de Villanueva, departamento de Guatemala, siendo su acceso a través de la carretera al Pacífico.

## Características generales

La planta de recepción, transformación y distribución de Energía Eléctrica Guatemala Sur, localizada en una extensión de trece manzanas, rodeada de un muro perimetral en concreto rematado en alambrada de centina. El acceso por portería localizada en el extremo sur con vía interna que comunica las diferentes áreas que componen la subestación eléctrica:

- Edificio principal con sala de mando, oficinas administrativas subgerencia de transporte y control, división de control.
- Taller eléctrico
- Edificio administrativo
- Tres edificios de bodegas señalizadas 1-2-3, en las primera de ellas el área administrativa.
- Zona de linieros que consta de bodega y
- Edificio de oficinas líneas de transmisión
- Laboratorio de pruebas
- Cafetería
- Gasolinera fuera de servicio
- Taller eléctrico
- Patio de transformadores
- Edificio de servicio médico y odontológico

- Bodegas de inservibles

#### Servicios de la subestación eléctrica

- Electricidad: lámparas de emergencia en taller eléctrico: sótano y planta eléctrica. Planta de emergencia diesel de 108 galones.
- Agua: suministro de agua de pozo propio, almacenamiento a tanque elevado, cloración, control bacteriológico de rutina. No se realiza control químico. Agua de consumo humano se provee embotellada.
- Combustibles: diesel para planta eléctrica
- Puentes grúas: dos puentes grúa en taller eléctrico
- Comunicaciones: planta telefónica con treinta extensiones
- Transporte: el personal de linieros se traslada para el desarrollo de sus actividades en camionetas doble cabina.

#### **1.1.5.5. Plan de contingencia**

##### Análisis de vulnerabilidad metodología

En las instalaciones de la empresa es indispensable evaluar inicialmente el tipo de emergencias en que se encuentra a riesgo la subestación. Se determinan mediante análisis histórico, ubicación geográfica, entorno social, demográfico. Posteriormente se evalúa las consecuencias de cada uno de los riesgos sobre las personas, estructura, equipos y funciones. La vulnerabilidad local que dichas instalaciones tienen ante la posible ocurrencia de emergencias se mide por el tipo de control establecido. Una vez elaborado este tipo de análisis, con la información obtenida se podrá decidir cuanto riesgo se está en disposición de aceptar. El análisis de vulnerabilidad se comienza con una inspección visual de las instalaciones y con la preparación de un reporte

preliminar de evaluación. Esta inspección permite identificar áreas que requieran atención.

Paso No 1. Determinar los riesgos que podrían afectar la empresa, sus causas y consecuencias.

Tabla I. **Tipos de riesgos a afectar la empresa**

Numero	Riesgo
1	Incendio
2	Tormenta e Inundación
3	Sismo y terremoto
4	Seguridad
5	Seguridad Vial y Transporte
6	Emergencia Médica

Fuente: Consultores de riesgos. Plan de emergencias y evacuación. p. 17.

Paso No 2. Determinar las áreas objeto de análisis.

Paso No 3. Describir en cada área los equipos, servicios, personal.

Ocupación total: promedio de 140 empleados, quince visitantes diarios en promedio.

Tabla II. **Áreas de la subestación eléctrica**

Numero	Área
1	<p>Zona de parqueaderos: área perimetral norte, sur (cubierto) y oriente de edificio principal Edificio Principal: Estructura de concreto un (1) nivel y sótano Ocupación total: 24 personas</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Primer nivel: Sala de reuniones, Oficina de Subgerencia de Transporte y Control con cinco estancias, Oficina de Control de Flotillas, Sala de control, Oficina jefe División de Control.</li> <li>• Sótano: Cuarto de Baterías, Cuarto de relés, Laboratorio de Comunicaciones, Oficina Administrativa.</li> </ul>
2	<p>Taller eléctrico: construcción en concreto, ocupación: ocho (8) operarios. Edificio consta de un primer nivel dividido en dos secciones, costado sur mezanine con área administrativa en dos estancias y en el primer nivel taller con puente grúa, horno de secado, área de oxicorte, prensa hidráulica, sierra de corte, rebobinadora de motores, cortadora de vaivén, barreno, esmeril. Costado norte: desencubado de transformadores, Puente grúa. Sótano: Cuarto con cocineta y nevara, cuarto de paneles de control, planta de emergencia</p>
3	
4	<p>Subestación eléctrica: transformadores, casetas de relés.</p>
5	<p>Área administrativa: oficinas de administración.</p>
6	
7	<p>Bodegas: Bodega No 1, área administrativa, Bodega No 2, Bodega No 3, Bodega de campo, Surtidor de Gasolina.</p>
8	
9	<p>Clínica Medica: sala de espera, consultorios medico y de odontología, parqueadero.</p>
	<p>Cocina; comedores, área administrativa. Bodega de inservibles.</p>
	<p>Oficinas Líneas de transmisión Bodega de angulares, Carpintería. Laboratorio geotérmico: tres personas, Bodega de linieros.</p>
	<p>Perimetral: Muro perimetral; zonas verdes; portería.</p>

Fuente: Consultores de riesgos. Plan de emergencias y evacuación. p. 18.

Paso No 4. Cada área se le califica el control detectado por cada riesgo.

Tabla III. **Calificación Métodos de Control**

<b>Método de control</b>	<b>Definición</b>	<b>Puntos</b>
Muy bueno	Están identificados, evaluados y controlados todos los factores de riesgo, se realizan chequeos y/o mantenimiento periódico y se garantiza la efectividad de estos métodos.	1
Bueno	Están identificados, evaluados y controlados todos los factores del riesgo. Faltan inspecciones y/o mantenimiento periódico que garanticen la efectividad de los métodos de control.	2
Fallas menores	Están identificados, evaluados y controlados algunos de los factores del riesgo, las medidas de control no están totalmente implementadas o deben mejorarse.	3
Fallas / Problemas	No están identificados, evaluados y controlados los factores del riesgo. Faltan métodos de control y/o los existentes son inadecuados o incompletos.	4

Fuente: Consultores de riesgos. Plan de emergencias y evacuación. p. 18.

Tabla IV. **Calificación de control por riesgos subestación Eléctrica Guate-Sur**

Área	Incendio	Inundación	Sismo	Seguridad	Emergencia Medica	Seg. vial transporte
1	3	2	2	3	2	1
2	3	2	2	3	3	1
3	3	1	2	3	2	1
4	2	3	2	3	2	1
5	3	4	2	3	2	1
6	2	2	2	3	2	1
7	2	2	2	3	2	1
8	3	2	2	3	3	3
9	4	1	2	3	2	1
x	2.7	2.1	2.0	3.0	2.2	1.3

Fuente: Consultores de riesgos. Plan de emergencias y evacuación. p. 19.

Paso No 5. Aplicando el instrumento Análisis de vulnerabilidad, se define de 1-4 por riesgo y área, la frecuencia e intensidad de las potenciales consecuencias de la emergencia: víctimas; materiales y/o equipos); operación de la empresa; imagen de la compañía e impacto sobre el medio ambiente).

Paso No 6. Definida la frecuencia y la severidad ajustada, se calcula el impacto del riesgo como: Insignificante, marginal, crítico y catastrófico. Cada uno de ellos en la categoría de improbable, poco probable, moderado y frecuente.

Tabla V. **Impacto del Riesgo**

Área	Incendio	Inundación	Sismo	Seguridad	E. Médica.	S. Vial
Edificio Principal	6	4	4	6	4	1
Taller Eléctrico	7	4	4	6	4	1
Subestación	8	4	4	6	4	1
Administración	4	3	4	5	3	1
Bodegas	6	3	4	6	4	1
Clínica Médica	6	3	4	5	4	1
Cocina	5	3	4	5	4	1
Linieros	6	2	4	5	3	3
Perimetral	6	2	4	5	3	1

Fuente: Consultores de riesgos. Plan de emergencias y evacuación. p. 21.

Paso No 7. Comparando el impacto del riesgo y el control por riesgo en cada área, se definen tres tipos de prioridad por área y riesgo para implementar medidas de control del riesgo:

- Prioridad 1: realizar control y adecuación del riesgo identificado a corto plazo (3 meses).
- Prioridad 2: realizar plan de acción para mayor control del riesgo identificado en un lapso no mayor de seis meses.
- Prioridad 3: continuar en el proceso y establecer mecanismos de optimización.

Tabla VI. **Prioridad en control de riesgo**

AREA	Incendio	Inundación	Sismo	Seguridad	E. Médica	Transporte
<b>1. Edificio Principal</b>	1	2	2	1	2	3
<b>2. Taller Eléctrico</b>	1	2	2	1	2	3
<b>3. Subestación</b>	1	2	2	1	2	3
<b>4. Administración</b>	1	2	2	1	2	3
<b>5. Bodegas</b>	2	2	2	1	2	3
<b>6. Clínica Medica</b>	1	2	2	1	2	3
<b>7. Cocina</b>	1	2	2	1	2	3
<b>8. Linieros</b>	1	3	2	1	2	2
<b>9. Perimetral</b>	1	3	2	1	2	3

Fuente: Consultores de riesgos. Plan de emergencias y evacuación. p. 22.

#### Rutas de evacuación

En cada una de las áreas que componen la subestación eléctrica, en lugar visible se coloca un croquis que señala el sitio en que se encuentra el empleado o visitante, ruta de evacuación salida de emergencia, localización de extintores y alarmas manuales de incendios y sitio de reunión en caso de evacuación.

#### Edificio principal

- Punto de reunión: parqueadero costado oriental de edificio. Primer nivel salidas de emergencia por puerta principal costado oriental; puerta costado norte y oficina de subgerente de control y transporte.

- Sala de Control: salida por puerta costado occidental hacia patio de transformadores y puerta costado oriental hacia salida principal del edificio.
- Sótano: salidas por escaleras hacia el primer nivel y por escalera de emergencia adosada a pared en costado sur del sótano.

#### Taller eléctrico

- Punto de reunión: parqueadero costado oriental de edificio principal
- Primer nivel: salidas hacia puerta principal y patio de transformadores
- Sótano: salida hacia primer nivel por escaleras

#### Bodegas

- Punto de reunión: costado norte de bodega No 1
- Bodegas No 1-2 y 3: salidas por puerta principal de bodega y puertas laterales hacia costados oriental y occidental de cada bodega.

#### Sala de crisis

- Edificio principal. La sala de crisis debe estar dotada de teléfono directo; documentos que contengan plan de emergencia, planos, manuales, para que cada miembro maneje su área de responsabilidad.

## Organización funcional plan de emergencias

El objetivo de este punto es definir las responsabilidades del personal relacionado con la atención y coordinación de actividades en caso que se presente un evento accidental o una emergencia.

El Comité Central de Emergencias: organismo de coordinación a nivel gerencial, 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 locales.

Se recomienda que esté conformado por personal directivo Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, ETCEE, y del Instituto Nacional de Electrificación INDE, bajo la coordinación del Subgerente de la ETCEE con oficina en la Subestación Guatemala Sur. Se activa cuando a juicio del coordinador, se considera que la emergencia es grave. Sus principales responsabilidades son:

- Brindar apoyo al Comité Local de Emergencias
- Manejar las comunicaciones al exterior de la empresa
- Coordinar los apoyos externos de las órdenes departamental y nacional
- Tomar las decisiones de orden estratégico relacionadas con la emergencia.

A continuación se relacionan las principales responsabilidades de cada uno de los miembros de este comité:

## Coordinador del Comité Central de Emergencias

- Mantiene comunicación permanente con la Junta Directiva
- Aprueba las declaraciones que se expidan hacia fuera de la empresa en relación con la emergencia.
- Define cuando se da por concluido el trabajo del Comité Local de Emergencia.
- Recibe la información de la emergencia por parte del Coordinador del Comité local de Emergencia de la planta afectada.
- Evalúa la gravedad de la emergencia en conjunto con quien la comunica y determina la necesidad de convocar al Comité Central de Emergencias.
- Mantiene comunicación con el Comité Local de Emergencias y presta el apoyo necesario para controlar la emergencia.
- Determina la necesidad de suspender la operación.
- Mantiene comunicación con el Gerente General, lo mantiene informado e interactúa con él para la toma de decisiones.
- Consulta con el Gerente de Recursos Humanos y el Coordinador de Seguridad Física sobre los recursos externos que se deben movilizar, los cuales pueden ser:
  - Asesores / equipos expertos en acciones técnicas operativas
  - Suministro de elementos especiales la operación
  - Equipos especiales para restablecer la operación
  - Cualquier otro tipo de especialista que se requiera

Gerente de servicios corporativos (suplente: jefe de división de recursos humanos):

- Con respecto a la emergencia, da las declaraciones requeridas hacia fuera de la empresa y que han sido previamente aprobadas por el gerente general.
- Atiende, si es necesario, las necesidades de información de funcionarios del gobierno y de los medios de comunicación.
- Maneja la comunicación con la comunidad, acerca del desarrollo de la emergencia.
- Coordina las acciones de respuesta con los comités de respuesta con los Comités de Prevención y Atención de Desastres externos.

Jefe del Departamento de Higiene y Seguridad Industrial (suplente: inspector de seguridad):

- Coordina la actuación de los grupos de apoyo o brigadas de emergencias, de acuerdo con la magnitud de la emergencia.

Comité Local de Emergencias Subestación eléctrica Guatemala Sur:

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 de la subestación estará constituido por cinco funcionarios que se recomienda representen las diferentes áreas: administrador de la subestación, representantes del edificio principal, oficinas de

administración, bodegas y linieros. Este estaría bajo la coordinación del coordinador de la subestación, estarán 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.

Funciones Comité local de emergencias: acciones antes de la emergencia. El comité tendrá actividades de carácter permanente, dentro de las cuales puede citarse:

- Instituir el Plan de Emergencias
- Velar porque todos los recursos necesarios para el funcionamiento del plan se encuentren disponibles y en buen estado.
- Elaborar un Plan de Mejoramiento para implementar los requerimientos del Plan de Emergencias.
- Análisis de vulnerabilidad estructural, no estructural y funcional, al igual que las medidas de intervención sobre los factores determinantes de riesgo.
- Inventarios de recursos humanos y físicos
- Determinar el periodo de autonomía de la empresa ante un desastre (duración estimada de las reservas de suministros, alimentos, agua, combustible, electricidad.).

- Organizar los requerimientos en señalización interna que indique la localización de escaleras, puertas de salida, extintores, etc.
- Establecimiento de un organigrama durante la emergencia
- Coordinación en lo posible del plan de emergencias de la planta con otros planes existentes en el municipio, agencias de rescate, bomberos, fuerza militares.
- Poner a prueba los planes existentes, mediante simulaciones y simulacros, que permitan actualizarlos periódicamente, por lo menos una vez al año.

Acciones durante la emergencia:

- Al escuchar la alarma o recibir aviso del coordinador general, su suplente o delegado, los integrantes del comité de emergencias se reúnen en la sala de crisis para determinar el nivel de respuesta ante la emergencia o desastre.
- Verificar los recursos por los que son responsables cada uno de miembros del comité.
- Determinar el nivel de respuesta ante la emergencia
- Asignar los recursos necesarios
- Elaborar el censo de personal y equipo
- Elaborar los turnos del personal teniendo en cuenta la eficiencia, el descanso necesario y la duración prevista de la emergencia.
- Elaborar boletines de prensa con la información de los hechos, así como determinar los recursos físicos y humanos a solicitar, siendo la única fuente autorizada para ello.

#### Acciones después de la emergencia:

- Decidir si las personas del área en donde estaban ubicados pueden regresar a sus labores previo informe del coordinador general.
- Velar porque todos los recursos del plan de recuperación se encuentren disponibles.
- Recibir del coordinador general un informe completo de la emergencia y sus consecuencias.
- Realizar y comunicar el informe final que establezca las causas reales de la emergencia para su corrección a la administración y al Comité de salud ocupacional.
- Revisar lo actuado durante la emergencia, evaluar el desempeño, practicar los correctivos necesarios informar de los anterior a la alta dirección y al personal en general.

Funciones Coordinador General Comité Local de Emergencias: dirigirá y evaluará las actividades del comité antes, durante y después de emergencias. Será el encargado de establecer relación con el nivel Gerencial para la debida implementación del Plan de Emergencias y establecer los vínculos necesarios con funcionarios de otras entidades con el fin de establecer actividades de apoyo al plan.

#### Acciones antes de la emergencia:

- Implementar el esquema de organización y procedimientos incluidos en el presente plan de emergencias.
- Coordinar e implementar el programa de capacitación integral del Comité de Emergencias y las Brigadas de Emergencia.

- Vigilar que todos los recursos se encuentren en óptimas condiciones de operación.
- Asegurar que todos los recursos para el manejo de emergencias se encuentren disponibles y en buen estado de funcionamiento.
- Realizar seguimiento a la detección y prevención de riesgos en la empresa.
- Coordinar y realizar simulacros de evacuación por lo menos una vez al año.
- Citar al comité de emergencia para recomendar métodos de control de riesgos específicos, según necesidad o ajuste al plan de emergencia.
- Establecer contacto con los servicios de emergencia externos para apoyo en caso de necesidad.
- En caso de ausencia informar al comité de emergencia su sustituto
- Realizar informes ante modificaciones al plan dirigidos al comité de emergencias.
- Mantiene actualizada la lista telefónica y direcciones del personal que participa en el plan de emergencias.
- Designa funciones y responsabilidades contenidas en: Plan de Emergencias, Guías de seguridad en emergencias, análisis de vulnerabilidad.

#### Acciones durante la emergencia:

- Al escuchar la alarma o recibir aviso se presentará en el lugar de la emergencia.
- Identificará la situación, clasificará la emergencia, los posibles riesgos inherentes a la emergencia y priorizará las acciones a seguir, las cuales aplicará según los principios de acción establecidos en emergencias.

- Coordinará la actuación de las Brigadas, asegurándose que utilicen los equipos de protección adecuados y garantizando la integridad del personal.
- Designará un Jefe Operativo de la Emergencia quien se desplazará a la zona del evento, ordenará y supervisará las acciones de los grupos de control, la evolución de la emergencia y mantendrá contacto con el coordinador de emergencias en la sala de crisis quien definirá en conjunto con el comité las acciones a seguir.
- Se reunirá con el Comité de Emergencias en la Sala de Crisis, informando al comité sobre la situación, recursos, alternativas de control y consecuencias de la emergencia para tomar decisiones.
- De ser necesaria la intervención de ayudas externas de orden oficial, el mando y control de la emergencia seguirá a cargo del Coordinador de Emergencias.

#### Acciones después de la emergencia:

- Asegurar que la emergencia haya sido totalmente controlada
- Verificar las condiciones de la empresa a través de los procedimientos establecidos e identificar las actividades necesarias para el reestablecimiento de la normalidad.
- Informar al Comité de Emergencia la situación, quien decidirá si el personal puede regresar a sus puestos de trabajo.
- Realizará un informe sobre la emergencia que incluya causas, recursos, actuación entre otros, dirigido al Comité de Emergencia para análisis y ajustes al Plan, con el apoyo de las Brigadas.
- Diligenciar y archivar el registro del evento para futuras referencias.

## Brigadas de Emergencia

Son grupos de la empresa (brigada contra incendio y rescate, 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 mayor que se espera debe enfrentar la brigada, la estrategia para enfrentarla, turnos, etc.

Cada mes realizaran 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.

### Cualidades de los brigadistas:

- Excelente aptitud física y mental
- Capacidad de mantener la calma en situaciones de crisis.
- Capacidad de trabajo en equipo
- Alto sentido de compromiso, responsabilidad y solidaridad
- Capacidad de liderazgo
- Capacidad de organización
- Tolerancia
- Deseo de aprender
- Disposición permanente y voluntaria

### Funciones Grupo Contra Incendio:

- Llevar el *kardex* de los extintores suministrando copia al Plan de Emergencias.

- Sugerir las recomendaciones para su ubicación, reubicación y mantenimiento.
- Mantener un entrenamiento como mínimo una vez al año
- Realizar inspecciones mensuales a los equipos de extinción
- Realizar rutinas mensuales para detectar posibles fuentes de incendio
- Verificar la veracidad de alarma de incendio
- Prepararse con medios de primer auxilio (extintores portátiles)
- Operar los extintores para conatos de incendios o incendios incipientes
- Comunicación permanentemente con el jefe operativo de la emergencia
- Suministrar información a los organismos de socorro en donde están ubicados los sitios con mayor riesgo de incendio así como su contenido.

#### Funciones Grupo de Primeros Auxilios:

- Mantener actualizados los elementos del botiquín
- Llevar *kardex* de los botiquines y sus elementos
- Sugerir la adquisición y evaluación de elementos adicionales para el botiquín.
- Mantener un entrenamiento como mínimo una vez al año
- Verificar la veracidad de la víctima
- Preparar botiquín de primeros auxilios y trasladarse al sitio donde la víctima se encuentre.
- Suministrar primeros auxilios, trasladarlo si es el caso y la situación lo amerita a la enfermería.
- Comunicarse o dar aviso inmediatamente a la enfermería
- Recolectar datos que puedan ayudar a la recuperación de la víctima

#### Funciones Grupo de Evacuación:

- Velar por el mantenimiento y despeje de las vías de evacuación
- Verificar el estado de los sitios asignados como encuentro
- Informar sobre anomalías en áreas de desplazamiento
- Sugerir equipos para el buen funcionamiento y optimización de la brigada
- Mantener un entrenamiento como mínimo una vez al año
- Suministrar capacitación al personal sobre el tema referente a evacuación.
- Realizar prácticas y simulacros de evacuación
- En el momento de la evacuación dirigirán la operación de evacuación
- Preparar acciones tendientes a evacuar
- Suministrar transporte adecuado a los lesionados
- Coordinar acciones con el Jefe Operativo de la emergencia

Funciones Grupo de Vigilancia y Control: este es un grupo adicional que se crea para apoyar las diferentes acciones tendientes a minimizar sus efectos ante la emergencia.

- Verificar la veracidad de la alarma
- Comunicarse con el medio que se requiera. Policía, Bomberos de acuerdo a instrucciones del coordinador de emergencias.
- Colaborar con la evacuación, impidiendo regreso de los ocupantes del edificio.
- Impedir que la gente regrese al sitio de la emergencia
- Colabora en la organización del transporte de heridos, suministros, etc.

Flujo de información en emergencias: se mantienen listados actualizados o directorios con la siguiente información:

- Nombres y teléfonos del personal de la empresa responsable para atender situaciones de emergencia, así como para apoyar la respuesta.
- Entidades, contacto, dirección y teléfono de los apoyos externos locales.
- Entidades, contacto, dirección y teléfono de los apoyos departamentales y del orden nacional.

Esta información la elabora el coordinador del Comité local de Emergencias y está disponible para consulta en las salas de operación, verifica además que esta información se mantenga actualizada y disponible.

En caso de requerirse, el Coordinador de Emergencias dará la orden de alerta verde o alistamiento de primer grado en que el personal requerido encontrándose fuera de turno o de la planta se prepara para un posible traslado a la misma. En la alerta amarilla el personal se traslada a la planta.

#### **1.1.5.6. Conclusiones**

Como producto de la labor realizada se deja un Plan de Emergencias y Evacuación que debe ser evaluado y aprobado por el Comité Local de Emergencias, para ser presentado y refrendado por el Comité Central de Emergencias del INDE.

El análisis de vulnerabilidad llevado a cabo, deja unas recomendaciones que de acuerdo con las prioridades propuestas, hace necesario un Plan de Mejoramiento con su respectivo plan de acción en el que se define: acción de

no conformidad, actividades de mejoramiento, responsable de las acciones de mejoramiento, presupuesto y tiempo límite para su ejecución.

La participación de los empleados, especialmente de la parte directiva, fue vital en el desarrollo del programa. Se hace necesario definir los integrantes de cada uno de las brigadas de incendios, evacuación y primeros auxilios; implementar actividades de actualización y realización de simulacros aplicando las guías contenidas en el plan de emergencias y aplicables en los riesgos detectados en el análisis de vulnerabilidad.

#### **1.1.5.7. Recomendaciones**

- Intensificar la programación de simulacros por lo valioso en la detección de deficiencias y las enseñanzas que dejan en el personal.
- Reforzar la capacitación del personal en manejo de extintores, primeros auxilios, evacuación y transporte de heridos.
- Ubicar una sirena de alarma que permita mediante códigos establecidos previamente alertar al personal ante una emergencia.
- La brigada que actualmente funciona como polifuncional, debe especializar su acción, determinando los miembros y responsabilidades como lo determina el Plan de Emergencias.
- Dotar a Coordinador de emergencias y brigadistas de radio transmisores portátiles.
- Mejorar la dotación de los brigadistas dotándolos de, chaleco de identificación como brigadistas.



## **2. FASE DE SERVICIO TÉCNICO PROFESIONAL**

### **2.1. Generalidades de la subestación aislada por aire**

Algunas de las generalidades de una subestación eléctrica se describen en el presente capítulo.

#### **2.1.1. Definición de una subestación eléctrica**

Una subestación es un conjunto de máquinas, dispositivos y circuitos formando un sistema eléctrico, que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica en función del voltaje, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento.

#### **2.1.2. Clasificación de subestaciones eléctricas**

Las subestaciones se clasifican según determinados factores que a continuación se detallan:

##### **2.1.2.1. Nivel de voltaje**

Para este proyecto aplica los niveles de voltaje de subtransmisión y distribución primaria ya que los equipos primarios dentro de la subestación manejan 230 kV, 138 kV y 69 kV pero cabe mencionar como se clasifican los mismos en general:

- Ultra alta tensión ( $U_n > 800$  kV.),
- Extra alta tensión ( $300$  kV. $<U_n < 550$  kV.),
- Alta tensión ( $52$  kV $<U_n < 300$  kV.),
- Distribución ( $6.6$  kV $<U_n < 44$  kV.) y de baja tensión,
- Transmisión ( $U_n > 230$  kV),
- Subtransmisión ( $115 < U_n < 230$  kV),
- Distribución primaria (23 y 115 kV),
- Distribución secundaria ( $U_n < 23$  kV).

### **2.1.2.2. Función**

De generación, de transformación, mixta (generación y transformación) y de compensación (capacitiva serie y capacitiva paralelo). Como también elevadores (elevan la tensión), reductores (reducen la tensión) de enlace para interconectar líneas y rectificadores (convertir CA a CD).

En la actualidad Guate Sur es la subestación central de transporte y centro de control de otras subestaciones que cumplen con las funciones mencionadas, estas ubicadas dentro y fuera de la ciudad capital. Para la red del INDE-ETCEE, se cuenta con más de 76 subestaciones de transformación de 69 kV, 230 kV y 138 kV y líneas de transmisión de 230 kV, 138 kV y de 69 kV. Los dos primeros voltajes cumplen funciones de transmisión debido a que enlazan las plantas de generación con los grandes centros de consumo así como las importaciones-exportaciones. Por su parte las líneas de 69 kV, en su mayor parte cumplen funciones de subtransmisión y distribución.

### 2.1.2.3. Configuración o arreglo

El diagrama unifilar de la subestación determina el arreglo eléctrico y físico del equipo primario de conmutación. Existen diferentes esquemas de barra cuando la importancia cambia entre los factores de confiabilidad, economía, seguridad y maniobras para mantenimiento en campo.

Los esquemas de barra de subestación más comunes son:

- Barra simple
- Doble barra
- Doble barra más *By Pass*
- Doble barra más seccionador de transferencia
- Doble barra más barra de transferencia
- Interruptor y medio, en anillo, doble anillo y pirámide.

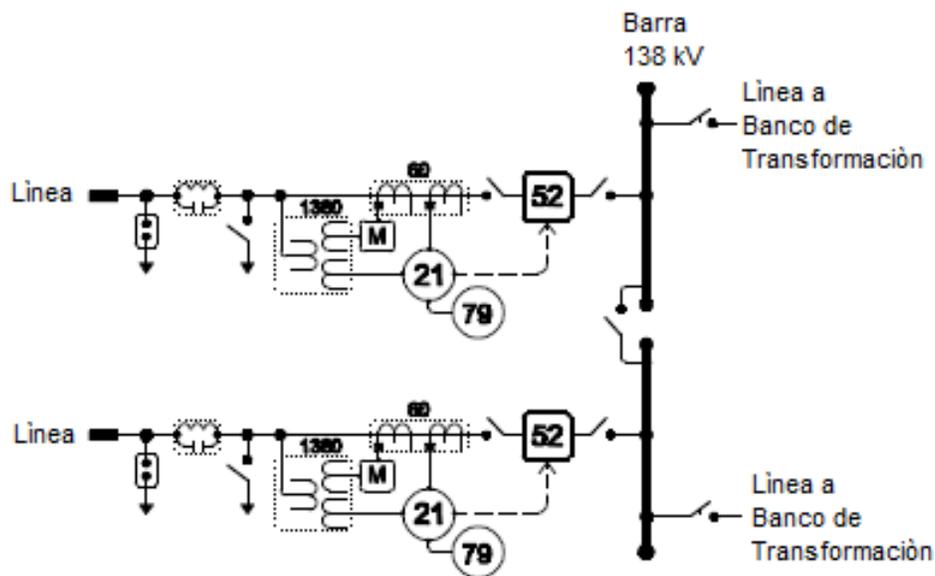
Algunos de estos arreglos pueden ser modificados por más interruptores de potencia, dispositivos seleccionados de barra, instalaciones para derivación del interruptor automático y barras de transferencia adicionales todo por fines de mantenimiento. En la figura 1 y 2 se muestra los arreglos que maneja la subestación de Guate Sur, debido a los requerimientos de diseño, mantenimiento y consideraciones del terreno cuando se construyó.

#### Barra simple

El arreglo de una barra o barra simple, se utiliza para subestaciones pequeñas, en nuestro caso la subestación con barra de 138 kV maneja solo los campos de Jurun Marinala, Palin II y el Banco de Transformación 1 y 2. Esto da a entender que en este arreglo recibe el transporte de 138 kV que viene de los

sectores de Escuintla. Tiene una modificación que es el seccionador que los separa de la barra y crea dos arreglos de barra simple (figura 1). Esto es muy efectivo para propósitos de mantenimiento ya que al realizar la maniobra se puede deshabilitar un campo sin dejar de recibir los 138 kV y ser transformados a 69 kV hacia la carga, esto permite realizar las gestiones de mantenimiento programadas y no programadas según jefes de la subestación de INDE-Guate Sur e instituciones eléctricas como el Administrador del Mercado Mayorista-AMM.

Figura 1. Diagrama unifilar de barra simple



Fuente: Diagrama proveído por el centro de control Guate-Sur.

La dependencia en una barra principal puede causar una prolongada interrupción del servicio en caso de falla de un interruptor automático o una barra. La estación debe ser desenergizada para llevar a cabo trabajos de mantenimiento o agregarle extensiones a la barra. Aún cuando la protección

con relevadores es relativamente sencilla, el esquema de una barra es considerado como sin flexibilidad y sujeto a interrupción completa del servicio, pero el costo de ella es más bajo.

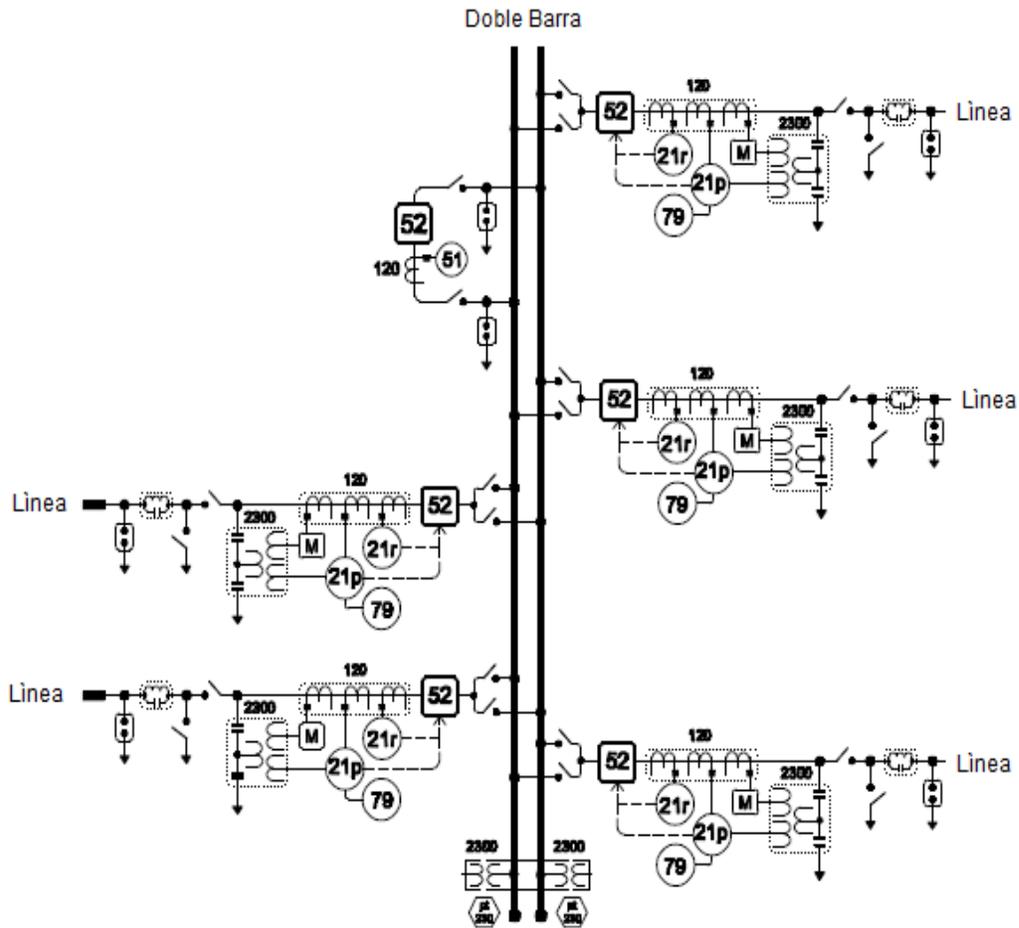
#### Doble barra más interruptor de acoplamiento

En este arreglo usan dos juegos de barras idénticas ver (figura 2), uno se puede usar como repuesto del otro, con este arreglo se puede garantizar que no existe interrupción de servicio; en el caso de que falle uno de los juegos de barras además de que:

- Se puede independizar el suministro de cargas, de manera que cada carga, se puede alimentar de cada juego de barras.
- Cada juego de barras, se puede tomar por separado para mantenimiento y limpieza de aisladores, sin embargo, los interruptores, no están disponibles para mantenimiento sin que se desconecten las barras correspondientes.
- La flexibilidad en operación normal, se puede considerar como buena

En la subestación de Guatemala Sur las barras de 69 kV se conecta hacia los campos de la Vega; Guadalupe 1 y 2; EEGSA 1, 2, 3 y 4; Chimaltenango; Laguna; Banco de Capacitores 1, 2 y 3, también el banco de transformación 1, 2, 3, 4 y 5, estos ya transportan el voltaje hacia las líneas y torres eléctricas para la carga. Las Barras de 230 kV son alimentadas por la entrada de los campos de Escuintla 1 y 2, el cual la salida pasa a través de los campos de Guatemala Norte, Guatemala Este y el Banco de Transformación 3, 4 y 5. En este lado se tiene el seccionador de transferencia.

Figura 2. Unifilar doble barra más seccionador de transferencia



Fuente: Diagrama proveído por el centro de control Guate-Sur.

#### 2.1.2.4. Construcción

Tipo intemperie aisladas en aire (para operación en el exterior), tipo interior (para operar bajo techo), tipo blindada aisladas en gas (para operación en interiores o exteriores).

### **2.1.3. Sistemas de una subestación**

Tierras y blindaje: sistema basado en un diseño de ingeniería Técnico Económico que persigue la protección de personal, equipo y vecindades. El blindaje es conjunto de elementos instalados con el objetivo de protegerlos equipos y elementos de la S/E contra descargas eléctricas directas.

Equipo primario: ver sección 2.1.4.

- Comunicaciones: sistemas necesarios para establecer comunicaciones entre la misma subestación y entre esta y otras subestaciones: VHF, PLC, micro onda, fibra óptica, telefonía.
- Protección control y medición: un sistema de control se define como un conjunto formado por dispositivos o funciones de medida, indicación, registro, señalización, control manual, y automático de los equipos y relés de protección los cuales verifican, protegen y ayudan a gobernar un sistema de potencia.
- Servicios Auxiliares VAC y VCD: alimentación de corriente alterna principal, alimentación de corriente alterna auxiliar, alimentación de corriente directa de control PPAL y auxiliar, alimentación de corriente directa para protección PPAL y auxiliar.
- Obras civiles: dependen del tipo de diseño eléctrico de la subestación configuración etapas de desarrollo disposición física equipos de compensación y transformación a usar, llegadas y salidas de líneas y niveles de tensión.

- Obra mecánica: basado básicamente en diseños estructurales para soportar equipos primarios, barras y remates de líneas.
- Obra electromecánica: todas aquellas obras mecánicas y eléctricas necesarias para completar una operación segura y confiable de una subestaciones bajo consideraciones sísmicas, lluvia y viento.

#### **2.1.4. Equipo primario dentro de la subestación eléctrica**

El equipo básico con el que deben contar en la subestación eléctrica se detalla en los siguientes numerales:

##### **2.1.4.1. Pararrayos**

Los pararrayos son un dispositivo eléctrico formado por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalance de sistemas.

Las funciones específicas de los pararrayos son:

- Reducir las sobretensiones peligrosas a valores que no dañen el aislamiento del equipo. Para cumplir con lo anterior se debe seleccionar el aislamiento apropiado.
- Operar sin sufrir daño por tensiones en el sistema y corrientes que circulen por este.

Está formado por varias piezas de distancia no lineal apiladas en una columna hueca de porcelana o material polimérico, En uno de los extremos

tiene una placa relevadora de presión que en caso de sobrepresión interna libera los gases evitando la ruptura de la porcelana ver figura 3. Los pararrayos se pueden considerar divididos en tres grupos:

- Cuernos de arqueo
- Pararrayos autovalvulares
- Pararrayos de oxido metálico

Figura 3. **Pararrayos**



Fuente: subestación de Guate-Sur.

#### **2.1.4.2. Aisladores de paso**

Es una pieza o estructura de material aislante, que tiene por objeto dar soporte rígido o flexible a los conductores de la subestación eléctrica y proporcionan el nivel de aislamiento requerido por el sistema. Deben soportar

los diferentes estreses eléctricos y/o mecánicos a los que será sometida la subestación en condiciones normales de operación (sobretensiones atmosféricas, vientos, cortocircuitos, tracción mecánica, etc.). Están compuestos por una o más piezas aislantes en las cuales los accesorios de conexión (herrajes) forman parte del mismo. Los tipos de aisladores más usados son:

- Aisladores de espiga
- Aisladores de suspensión
- Aisladores rígidos (columna)
- Aisladores de carrete

Los materiales aislantes más usados son la porcelana (ver figura 4) y el vidrio templado, aun que recientemente se usan compuestos poliméricos a base de EPDM y goma silicona. Las características en general que debe tener estos materiales son:

- Alta resistencia eléctrica
- Alta resistencia mecánica
- Estructura muy densa
- Cero absorciones de humedad

#### **2.1.4.3. Sistema de puesta a tierra**

Es el conjunto de elementos conductores que están en contacto directo con el suelo y que proveen caminos de baja impedancia para el retorno de la corriente de falla, proporcionando seguridad a cualquier ser viviente que pudiera estar dentro de la subestación en ese momento, ver figura 5. En general, existen diversos sistemas (o subsistemas) de puesta a tierra en una misma

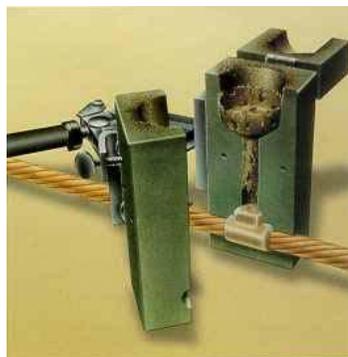
instalación o planta, con características y requerimientos diferentes, siendo los más frecuentes: la puesta a tierra de potencia, la puesta a tierra para descargas atmosféricas y la puesta a tierra de instrumentos, equipos electrónicos y computadoras.

Figura 4. **Aislador de paso**



Fuente: Fotografía tomada dentro de la Subestación de Guate-Sur.

Figura 5. **Puesta a tierras**



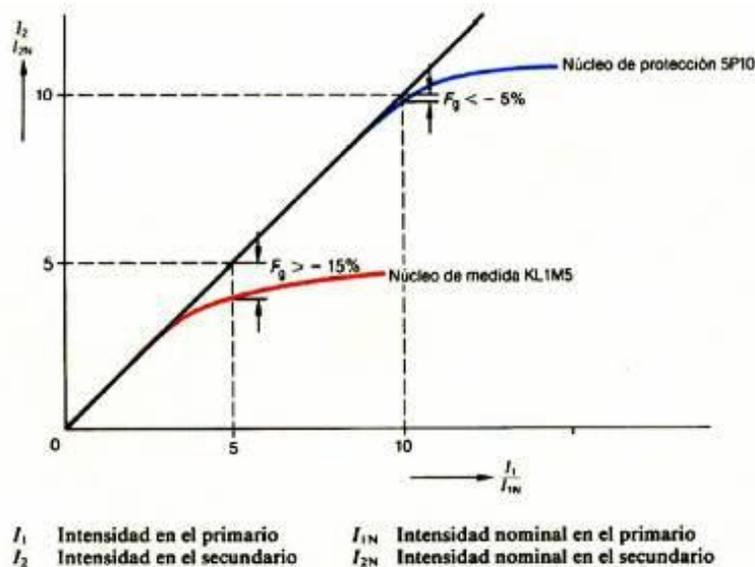
Fuente: ESP Engineering, Manual de mantenimiento de Subestaciones. p.33.

Limitar las tensiones de paso (entre los dos pies) y de contacto (entre mano y pies) a valores tolerables, dando de esta forma seguridad al personal que en el momento de una falla pudiera encontrarse dentro de la subestación. Limitar el potencial entre las partes no conductoras de corriente del equipo eléctrico a un valor de seguridad bajo todas las condiciones de operación normal o anormal del sistema. Reducir las sobretensiones durante condiciones de falla, proporcionando así una operación efectiva de los relés de protección.

#### 2.1.4.4. Transformadores de instrumentación

Los transformadores de medida son equipos eléctricos que transforman magnitudes eléctricas primarias (intensidades y tensiones) en otras secundarias del mismo tipo, apropiadas para los aparatos conectados (instrumentos de medida, contadores, relés de protección, registradores, otros).

Figura 6. Comportamiento de los transformadores de medida



Fuente: ESP Engineering, Manual de mantenimiento de Subestaciones. p.21.

Hay distintas clases de transformadores de medida:

- Transformadores de corriente (intensidad)
- Transformadores de potencial
- Transformadores combinados de medición
- Transformadores de potencial capacitivo

Datos técnicos importantes:

- Carga nominal: Es la que se refieren las determinaciones sobre límites de error para un factor de potencia = 0,8.
- Relación de transformación: En el caso de los transformadores de corriente es  $I1n/I2n$ , y en los de tensión  $U1n/U2n$ . (100/5 A; 6000/100 V).
- Clase: Indica los valores límite, dentro de los cuales deben quedar los errores de medida, cuando ésta se efectúa bajo las condiciones previstas (clase 0,5; 1)

Figura 7. **Transformador de instrumentación**



Fuente: Subestación de Guate-Sur.

#### 2.1.4.5. Seccionadores

Los seccionadores o cuchillas son un dispositivo de maniobra para conectar y desconectar los diversos equipos que componen una subestación. La operación puede realizarse con circuitos energizados pero sin carga. Algunos equipos vienen equipados con dispositivos para ser operados bajo carga. Pueden ser operados con pértigas o con mandos manuales y/o eléctricos. Los componentes están formados por una base metálica donde se fijan dos o tres columnas de aisladores y sobre estos se encuentra la cuchilla.

Figura 8. Seccionadores



Fuente: Fotografía tomada dentro de la Subestación de Guate-Sur.

La cuchilla está formada por una parte móvil y una parte fija que es una mordaza que recibe y presionan la parte móvil. Dependiendo de la posición que guarde la parte móvil de la cuchilla con respecto a la base puede ser:

- Horizontal
- Horizontal invertida
- Vertical

- Pantógrafo

Tienen generalmente asociados sistemas de enclavamientos con los componentes asociados para evitar su apertura mientras se encuentre bajo carga el circuito.

#### **2.1.4.6. Interruptor de potencia o disyuntor**

Un disyuntor o interruptor de potencia es un dispositivo de maniobra cuya función consiste en interrumpir la conducción de corriente en un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, bajo condiciones de cortocircuito. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad de un sistema eléctrico.

Dependiendo del medio usado para extinguir el arco producido por la apertura de una corriente de falla se tiene:

- Gran volumen de aceite
- Pequeño volumen de aceite
- Neumático (aire comprimido)
- Vacío
- SF6 (hexafluoruro de azufre)

En este proyecto los interruptores de potencia de la subestación de Guatemala sur son asilados por gas SF6 el cual se detalla a continuación:

Interruptor de SF6: esta tecnología desarrollada a finales de los años 60. Los contactos están dentro de un gas llamado hexafluoruro de azufre (SF6) que

tiene una capacidad dieléctrica superior a otros fluidos dieléctricos conocidos.  
Son compactos y muy durables.

- Ventajas
  - Alta rigidez dieléctrica que hace que sea un excelente aislante
  - Altamente estable, inerte, inodoro
  - No hay riesgos de incendio o explosión
  - Son menos pesados
  - Bajo mantenimiento
  - Bajo nivel de ruido
  
- Desventajas
  - El SF6 es 2.500 veces más potente que el CO2 para producir efecto invernadero.
  - Pueden generar productos altamente tóxicos durante la extinción del arco, sin embargo dada su alta estabilidad estos productos tienen poca vida.

Figura 9. **Tensiones nominales y tipos de interruptores**

Tensiones Nominales y Tipos de Interruptores									
Técnica de Corte	Tensiones en kV								
	0	1	3	12	24	36	72,5	245	765
Aire	■	■	■	■	■				
Aceite			■	■	■	■	■	■	
Aire Comprimido			■	■	■	■	■	■	
SF6			■	■	■	■	■	■	■
Vacío		■	■	■	■				
Semiconductores									En Desarrollo

Fuente: ESP Engineering, Manual de mantenimiento de Subestaciones. p.29.

Figura 10. **Interruptor de Potencia**



Fuente: Subestación de Guate-Sur.

#### 2.1.4.7. Transformador de potencia

Es una máquina eléctrica de corriente alterna que no tiene partes móviles. Consta de dos bobinas de alambre no magnético aisladas entre si y montadas estas en un núcleo magnético, todo esto sumergido en aceite aislante contenido en un tanque. (También se construyen transformadores de tipo seco). El transformador puede ser utilizado como elevador de tensión o reductor de tensión, dependiendo esto de la relación de vueltas entre el devanado primario y el devanado secundario ( $n_1/n_2$ ).

Los valores nominales que definen a un transformador son:

- - Potencia aparente (S)
- - Tensión (V)
- - Corriente (I)
- - Frecuencia (f)

Los conductores de los devanados están aislados entre sí:

- En transformadores de baja potencia y tensión se utilizan hilos esmaltados.
- En máquinas grandes se emplean pletinas rectangulares encintadas con papel impregnado en aceite.

El aislamiento entre devanados se realiza dejando espacios de aire o de aceite entre ellos. La forma de los devanados es normalmente circular. El núcleo está siempre conectado a tierra. Para evitar elevados gradientes de potencial, el devanado de baja tensión se dispone el más cercano al núcleo.

Figura 11. **Transformador de potencia**



Fuente: Subestación de Guate-Sur.

#### **2.1.4.8. Banco de capacitores**

En las instalaciones industriales y de potencia, los capacitores se instalan en grupos llamados bancos.

Los bancos de capacitores de alta tensión generalmente se conectan en estrella con neutro flotante y rara vez con neutro conectado a tierra. El que se utilice uno u otro tipo de neutro, depende de las consideraciones siguientes:

Conexión del sistema a tierra: en sistemas eléctricos con neutro aislado, o conectado a tierra a través de una impedancia, los bancos de capacitores deben conectarse con el neutro flotante. En esta forma se evita la circulación, a través del banco de capacitores, de armónicas de corriente que producen magnitudes de corriente superiores al valor nominal y que pueden dañar los capacitores. La principal ventaja de los bancos de capacitores con el neutro flotante es permitir el uso de fusibles de baja capacidad de ruptura.

Dispositivos de conexión y desconexión: las tensiones de recuperación que se presentan entre los contactos de los dispositivos de apertura son mayores cuando se deja el neutro flotante, que cuando se conecta el neutro a tierra.

Armónica: la conexión del neutro a tierra es un paso para la tercera armónica y sus múltiplos, que tienen la propiedad de causar interferencias en las líneas telefónicas adyacentes.

Figura 12. **Banco de capacitores**



Fuente: Subestación de Guate-Sur.

#### **2.1.4.9. Reactores**

Son bobinas que se utilizan para limitar una corriente de cortocircuito y poder disminuir en esta forma la capacidad interruptora de un interruptor y por lo tanto su costo; otra función de los reactores es la corrección del factor de potencia en líneas muy largas, cuando circulan corrientes de carga muy bajas,

en este caso los reactores se conectan en derivación. En el caso de subestaciones, los reactores se utilizan principalmente en el neutro de los bancos de transformadores, para limitar la corriente de cortocircuito a tierra. Además se utilizan también en serie con cada una de las tres fases de algún transformador, para limitar la corriente de cortocircuito trifásica.

Los reactores, según su capacidad, pueden ser de tipo seco para potencias reactivas pequeñas, o del tipo sumergido en aceite para potencias elevadas, en cuyo caso tienen núcleo y necesitan estar encerrados en un tanque de lámina; sus terminales salen a través de boquillas de porcelana y necesitan a veces sistemas de eliminación del calor generado por las pérdidas internas del aparato. Estos últimos pueden llegar a semejarse a un transformador tanto por la forma como por su tamaño, (ver figura 13).

Figura 13. **Reactores**

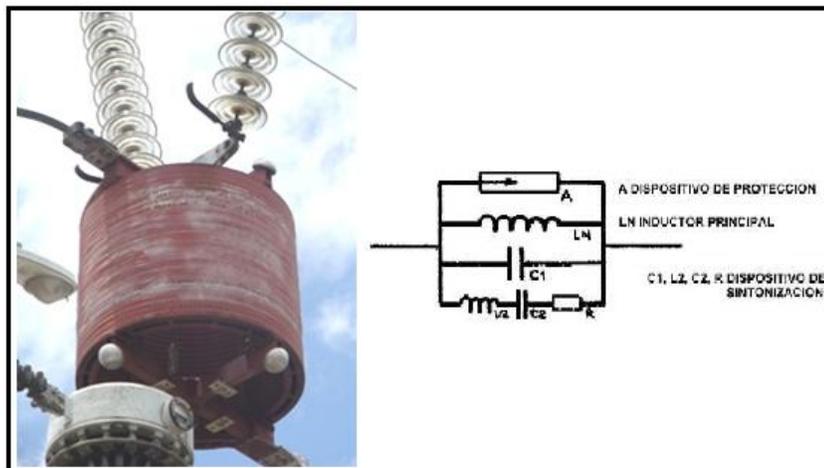


Fuente: Fotografía tomada dentro de la Subestación de Guate-Sur.

#### 2.1.4.10. Trampa de onda

La bobina de bloqueo, también llamada Trampa de Onda, es un dispositivo destinado a ser instalado en serie en una línea de alta tensión. Su impedancia debe ser despreciable a la frecuencia de la red, de manera de no perturbar la transmisión de Energía, pero debe ser selectivamente elevada en cualquier banda de frecuencia utilizable para la transmisión por onda portadora. El equipo consiste en un inductor principal, un dispositivo de protección, descargador, y un dispositivo de sintonización.

**Figura 14. Trampa de onda o bobina de bloqueo**



Fuente:Subestación de Guate-Sur.

#### 2.1.4.11. Barras colectoras

En forma genérica se designa al nodo que se utiliza para hacer las derivaciones y/o conexión entre los diferentes elementos que componen a la subestación eléctrica. Están formadas por:

- Conductores eléctricos (barras macizas o tubulares o conductores flexibles).
- Aislador que sirve de aislante eléctrico y de soporte mecánico adecuado ante los esfuerzos electrodinámicos producto de un cortocircuito.
- Conectores y herrajes.

Figura 15. **Barras colectoras**



Fuente: Subestación de Guate-Sur.

#### **2.1.4.12. Banco de baterías, rectificador / cargador y UPS**

Los equipos de los servicios en CC provee la energía requerida de forma confiable a los equipos de protección, alarma, monitoreo y control para cumplir

sus funciones. Los servicios auxiliares deben ser diseñados de tal forma que tengan a lo menos la misma confiabilidad que se exige a la subestación que ellos sirven.

Típicamente está conformado por:

- Banco de batería: Es una fuente independiente de energía, formada por un número determinado de celdas conectadas en serie para obtener la tensión en CC requerida, pueden ser de plomo-acido o de níquel-cadmio.
- Rectificador / Cargador: Dispositivo de estado sólido conectado a la red de AC que se utiliza para cargar y mantener en flotación el banco de batería.
- UPS: Dispositivo de estado sólido conectado a un banco de batería que suministra energía eléctrica en AC tras un apagón.

Figura 16. **Banco de baterías, rectificador y cargador**



Fuente: Subestación de Guate-Sur.

## 2.2. **Introducción a la gestión de mantenimientos preventivos**

Actualmente todas las actividades que determinan los objetivos del mantenimiento, las estrategias y las responsabilidades, y las realizan por medio de planificación , control y supervisión del mantenimiento, mejora de los

métodos en la organización dentro de la subestación eléctrica, incluyendo los aspectos económicos, tienen como finalidad, garantizar la operación continua, segura y compatible con el medio ambiente de los mismos y brindar disponibilidad, óptima condición de funcionamiento y una vida útil prolongada a los equipos primarios.

La gestión de mantenimiento actual está caracterizado por la búsqueda de tareas que permitan eliminar o minimizar la ocurrencia de fallas y/o disminuir las consecuencias de las mismas.

Para que las actividades de mantenimiento puedan realizarse en la vida práctica, es imprescindible contar con un Sistema de Mantenimiento Preventivo que interrelacione a los recursos, materiales, al personal técnico, a su administración y a sus objetivos.

Lo que busca el Sistema de Mantenimiento en general es incrementar al máximo la disponibilidad de los recursos. Entendiendo por disponibilidad que el equipo se encuentre en buen estado de funcionamiento la mayor parte del tiempo, cumpliendo así los propósitos para lo cual fue diseñado.

Las ventajas que proporciona un Sistema de Mantenimiento son: mayor disponibilidad, incrementar la vida útil de los equipos, reducir los costos de reparaciones, reducir los tiempos muertos, aumentar la confiabilidad, mejorar las condiciones de operación y trabajo, propiciar un mejor ambiente laboral y enseñar con calidad.

### **2.2.1. Sistema de mantenimiento CMMS**

Un Sistema de Mantenimiento es un conjunto de funciones que están orientadas a brindar el mayor soporte a la gestión de mantenimiento y lograr así

los objetivos de una alta disponibilidad de la distribución y transmisión de energía eléctrica pero ahora a base con la tecnología, se cuenta con software profesional para control y administración del mantenimiento o CMMS, de sus siglas en inglés Computerized Maintenance Management System que en nuestro caso como lo es el del MP9 – Mantenimiento Preventivo.

Las funciones principales de un Sistema de Mantenimiento son:

- Registro de unidades
- Documentación técnica
- Control de inventario
- Plan de Mantenimiento Preventivo
- Registro de mantenimientos no rutinarios
- Control y flujo de órdenes de trabajo
- Recursos y consumibles
- Análisis y retroalimentación

Al observar detenidamente cada una de estas funciones ayudará al personal técnico a responder en una forma ordenada y oportuna a las necesidades de mantenimiento de los equipos primarios o infraestructura dentro de la subestación.

Los requisitos fundamentales de una exitosa implementación de un Sistema de Mantenimiento inician identificando a cada uno de los recursos que se considera estén incluidos dentro del esquema de mantenimiento; luego, diseñando un plan de las necesidades de mantenimiento para dicho recurso, y finalmente documentando todas las actividades que ocurran para poder realizar un análisis y retroalimentación al sistema basado en el historial de cada equipo.

La gran ventaja de seguir esta filosofía de implementación de Sistemas de Mantenimiento, es que en la gestión se seguirán los mismos pasos ya sea que en la subestación eléctrica cuente con un solo equipo, con cien o los que sean. Y quizá más importante es que exactamente la misma lógica podrá ser utilizada para el mantenimiento de infraestructura, equipos primarios, automóviles y entre otros.

El Sistema de Mantenimiento Preventivo ayuda a planificar, a programar y ejecutar los trabajos de mantenimiento utilizando diferentes técnicas para realizar los procedimientos de mantenimiento. Estos procedimientos pueden ser programados basados en tiempos fijos, por horas de utilización del recurso, por monitoreo de condiciones de operación, por análisis de fallas, por rutinas de inspección, etc. Lo verdaderamente importante es que exista la cultura y la disciplina para que las actividades de mantenimiento realmente tengan una alta prioridad en las funciones de los encargados de los Institutos.

Una gestión de mantenimiento eficaz debe estar orientada a la prevención y no a la de solventar problemas de emergencia.

Una administración moderna de mantenimiento NO es reparar recursos dañados lo más rápidamente posible. Una administración moderna de mantenimiento es la de mantener los recursos en operación y maximizar las oportunidades de enseñanza con calidad.

### **2.2.2. Definiciones de mantenimiento**

El término mantenimiento cubre todas las actividades realizadas para que los recursos permanezcan en sus condiciones para las cuales fueron diseñadas, o retornarlos a tales condiciones. El término mantenimiento agrupa

una gran cantidad de actividades como pueden ser mantenimientos correctivos, mantenimientos preventivos, monitoreo de condiciones de operación y entre otros.

- Mantenimiento preventivo. Servicios de inspección, control, conservación y restauración de un equipo con la finalidad de prevenir, detectar o corregir defectos, tratando de evitar fallas.
- Mantenimiento preventivo sistemático. Consiste en una serie de pruebas a realizar en los equipos para verificar su estado. El trabajo tiene carácter preventivo, pero también engloba al mantenimiento predictivo, y en algunos casos al correctivo.
- Mantenimiento predictivo. Servicios de seguimiento del desgaste de una o más piezas o componente de equipos prioritarios a través de análisis de síntomas, se basa en la medición, seguimiento y monitoreo de parámetros y condiciones operativas de un equipo o instalación determinando el punto exacto de cambio.
- Mantenimiento correctivo. Servicios de reparación de carácter puntual en equipos con falla por agotamiento de la vida útil u otros factores externos, de componentes, partes, piezas, materiales y en general, permitiendo su recuperación, restauración o renovación inmediatamente o programado.
- Mantenimiento apoyo y mejora. Son todas las actividades que no se tiene contempladas rutinariamente y que mejorarían un sistema, ya sea hacerlo más eficiente en su funcionamiento adaptando un nuevo equipo con mayor capacidad, adicionar un equipo auxiliar para respaldo, mejorar la

infraestructura donde se encuentran los equipos y entre otras. Esto sin necesidad que ocurra una falla.

- **Mantenimiento Proactivo.** El mantenimiento proactivo consiste en el estudio de fallas y análisis de la actividad de mantenimiento, para poder obtener conclusiones y dar sugerencias para mejorar la función de mantenimiento.

### **2.3. Coordinación de mantenimientos**

Existe un procedimiento previo dentro de la subestaciones para deshabilitar o desenergizar una línea o un campo, el cual requiere de maniobras, o sea apertura y cierre de interruptores, con el fin de balancear cargas y mantener estables los ángulos de las fases.

También para evitar fallas de sobrecarga para los equipos primarios en especial los transformadores de potencia, por medio de las maniobras se traslada la carga de la barra uno hacia la barra dos ya que dentro de la subestación de Guatesur se comprende de un arreglo de doble barra más un interruptor de acoplamiento, tanto del lado de 69kVA y de 230kVA. El lado de 138 kVA se tiene una barra simple con un seccionador para partir la barra.

El procedimiento consiste en que se comuna el departamento central de ETCEE solicita desenergizaciones de forma mensual al centro de control de ETCEE, quienes a su vez integran todas las solicitudes de la ETCEE y las gestiones con el AMM.

## **2.4. Introducción al MP software versión 9**

A continuación se da a conocer cuestiones básicas del MP software versión 9 el cual es de utilizada para la administración del mantenimiento.

### **2.4.1. ¿Que es el MP software?**

El MP- Mantenimiento Preventivo, es un software profesional para control y administración del mantenimiento que le ayuda a mantener toda la información del departamento de mantenimiento documentada y organizada. Día con día, el MP informa sobre los trabajos de mantenimiento que se deben realizar y una vez que se realizan, el MP reprograma la fecha próxima para cuando deban volver a realizarse, ajustando automáticamente los calendarios de mantenimiento.

Sin importar el tamaño de la planta, su versatilidad permite implementarlo en cualquier lugar en donde haya equipos eléctricos, equipos mecánicos, maquinaria e instalaciones sujetas a mantenimiento.

Actualmente se ha implementado en más de 5000 usuarios en todo el mundo mencionando empresas de ingeniería:

- Plantas hidroeléctricas
- Plantas térmicas
- Subestaciones eléctricas
- Industrias alimenticias
- Plantas recicladoras y otras más

#### **2.4.2. Alcances en su implementación**

- Catálogo de equipos. Formar el catálogo de equipos y documentar en el MP toda la información de sus equipos, como por ejemplo, imágenes, localización, planos, archivos adjuntos, especificaciones, notas, garantías, datos del proveedor, etc. El MP ofrece gran versatilidad al permitir al usuario establecer sus propios campos personalizados para la captura del catálogo de equipos.
- Catálogo de localizaciones. Estructurar en el MP el árbol de localizaciones que permitirá dejar documentada la localización de todos y cada uno de sus equipos. Gracias a la estructura arbolar del catálogo de localizaciones, se podrá establecer filtros para ubicar los equipos a cualquier nivel del árbol.
- Rutinas de mantenimiento. Documentar en el MP los planes de mantenimiento rutinario para equipos y localizaciones, indicando las actividades rutinarias que deben realizarse, así como la frecuencia con que debe realizarse cada actividad. El MP permite establecer planes de mantenimiento en base a tiempo o lecturas como por ejemplo kilómetros recorridos, horas de uso, etc. Incluso es posible establecer planes combinados con fechas y lecturas, lo que suceda primero.
- Programación automática del mantenimiento rutinario. Una vez definidos por el usuario los planes o rutinas de mantenimiento, el MP calcula en forma automática las fechas para cuando deben realizarse cada una de las actividades, con base a la fecha de los últimos mantenimientos y a las frecuencias establecidas en los planes de mantenimiento.

- Cálculo automático de los calendarios de mantenimiento. En los calendarios de mantenimiento el MP marca las fechas cuando deben realizarse los diferentes trabajos de mantenimiento, encargándose el MP de mantener actualizados y al día dichos calendarios. Dada la cantidad de actividades que normalmente deben controlarse y al hecho de que los calendarios constantemente requieren ser actualizados, sólo con un sistema computarizado como el MP es posible mantener organizada toda esta información.
- Solicitudes vía internet. Reportar solicitudes de mantenimiento vía internet. Las solicitudes de mantenimiento que se reportan vía internet, llegan directamente al personal de mantenimiento. Cada vez que alguien reporta una solicitud de mantenimiento vía Internet, se abre una ventana en la pantalla de los administradores de mantenimiento indicándoles sobre los trabajos que el personal reporta o solicita. por otro lado, las personas que hacen una solicitud podrán consultar en Internet el estado que guarda su solicitud, es decir, si su solicitud ya fue leída, fecha programada para realizar el trabajo, si el trabajo ya fue realizado, etc.
- Órdenes de trabajo. Día con día el MP analiza las fechas de trabajos programados e informa sobre los trabajos que deben realizarse en el período. Seleccione los trabajos y genere las órdenes de trabajo en forma automática desde el MP. Cada orden de trabajo que el usuario genera, el MP asigna un número de folio consecutivo para su control en una misma orden de trabajo se pueden incluir opcionalmente varios trabajos, tanto de mantenimiento rutinario como de mantenimiento no rutinario. También es posible incluir opcionalmente uno o varios equipos o localizaciones en una misma orden de trabajo.

- Distribución de cargas de trabajo. El MP cuenta con herramientas que le ayudarán a distribuir las órdenes de trabajo entre el personal de mantenimiento en función de la especialidad y duración estimada de cada orden.
- Actualización de trabajos realizados. Una vez que se realicen los trabajos, el usuario deberá reportar en el MP sobre los trabajos realizados. Cuando el usuario reporta en el MP sobre algún trabajo de mantenimiento rutinario realizado, en forma automática el MP genera la fecha próxima para cuando dicho trabajo deba volver a realizarse. Conforme se van marcando los trabajos como realizados, un control gráfico muestra el avance de cada orden de trabajo.
- Mediciones predictivas. existen trabajos de mantenimiento que implican la toma de una medición, como por ejemplo medir temperatura, vibración, desgaste, etc. documente en el MP el valor de las mediciones que realiza a sus equipos. El MP grafica dichas mediciones y lo mantiene informado sobre todos aquellos equipos con mediciones fuera o cercanas a límites.
- Inventario de repuestos y consumibles. El MP profesional y empresarial incluyen un programa de inventario muy completo denominado inventario de repuestos que permite controlar en forma eficiente existencias de materiales y repuestos, movimientos de entradas y salidas, valuación del inventario por diferentes métodos, calcular el abastecimiento, proveedores, compras, etc. otra característica es la opción de manejar multialmacenes y marcas equivalentes para un mismo producto, así como código de barras. No obstante que el inventario es un programa independiente al MP, desde el MP el usuario podrá ligarse a la base de datos del inventario para consultar existencias, generar en forma

automática los vales de salida de material y determinar los repuestos y consumibles necesarios para realizar las diferentes actividades.

- Catálogo de mano de obra. En el MP el usuario captura el catálogo de mano de obra en el que quedan registrados los nombres, especialidades, costos por hora y costos extraordinarios del personal involucrado en las labores de mantenimiento. La información de este catálogo permitirá la designación de responsables para las órdenes de trabajo, así como el registro del tiempo consumido por concepto de mano de obra en cada orden de trabajo.
- Catálogo de proveedores y servicios externos. El MP contempla un catálogo de proveedores de equipos y servicios. Los equipos que se registren en el MP, podrán relacionarse con su respectivo proveedor. El usuario podrá consultar en línea la información del proveedor como por ejemplo, contactos, teléfonos, etc. podrá también formar un catálogo de los servicios que cada proveedor ofrece y documentar en el MP el consumo de servicios.
- Control de resguardos y devoluciones de herramientas. El MP profesional y el MP empresarial incluyen un programa denominado control de herramientas. Este programa permite controlar resguardos y devoluciones de todas las herramientas entregadas a los trabajadores. El programa permite entre otras cosas consultar en línea quien tiene o donde se encuentra cada una de las herramientas. Antes de proceder a efectuar un trabajo de mantenimiento, desde el MP el usuario podrá consultar la disponibilidad o existencias en el almacén de las herramientas que empleará para realizar los trabajos encomendados.

- Asociación de recursos y actividades. Consiste en establecer para cada una de las actividades de mantenimiento rutinario, los recursos materiales (repuestos y consumibles), mano de obra, servicios externos y herramientas necesarios para realizarlas.
- Flujo de recursos. Conociendo los recursos que se requieren para realizar cada actividad y las fechas programadas para realizarlas, el MP calcula las cantidades de cada recurso por emplear en los siguientes días o meses, así como los costos programados.
- Vales de almacén. Generar los vales de almacén en forma automática en el MP y descargarlos al momento de generar su movimiento de salida desde el inventario de repuestos.
- Consumos. El MP permite documentar el consumo de los repuestos, mano de obra y servicios externos utilizados durante la ejecución de los trabajos de mantenimiento. Esto permitirá hacer consultas sobre los recursos utilizados en cada equipo y analizar costos de mantenimiento.
- Cálculo automático del abastecimiento. El inventario de repuestos consulta al MP para calcular el abastecimiento oportuno y justo a tiempo de los repuestos y consumibles que deberán adquirirse para cumplir con los programas de mantenimiento. el cálculo se lleva a cabo tomando en cuenta las existencias y los recursos programados.
- Historial de consumos y trabajos realizados. El MP mantiene organizada, actualizada y disponible para consulta toda la información histórica referente a trabajos realizados y recursos utilizados.

- Gráfica programado vs. realizado. Permite comparar mensualmente la cantidad de actividades programadas y la cantidad de actividades realizadas. Análisis de fallas y causas raíz.- detectar los tipos de equipo que más fallas presentan, las fallas más frecuentes y sus causas raíz.
- Historia gráfica. En forma gráfica se muestra la historia de mantenimientos efectuados a un equipo en un lapso de tiempo, mostrando períodos protegidos y períodos desprotegidos. Esta gráfica constituye un indicador para evaluar la vulnerabilidad de los equipos y en ella es posible visualizar que tan apegado a lo programado ha sido la ejecución de los trabajos de mantenimiento. Permite también relacionar fallas con los planes de mantenimiento ayudando a hacer los ajustes necesarios en los planes de mantenimiento para evitar que determinada falla vuelva a presentarse.
- Gráfica de costos, paros, etc. Genera gran cantidad de consultas, gráficas y reportes relacionados con la gestión del mantenimiento, como gráficas de costos, paros, etc.
- Índices de mantenimiento. El MP calcula tres índices de mantenimiento (tiempo medio entre fallas, tiempo medio para reparación y disponibilidad)
- Control de garantías. El MP permite documentar las garantías de cada equipo, ya sea que se trate de la garantía del equipo, de un repuesto o incluso la garantía por un servicio acezando a este módulo podrá consultar todas las garantías vigentes de un equipo.
- Librerías. Una librería es un archivo que contiene una serie de planes de mantenimiento prefabricados de diversos equipos típicos. El MP incluye

librerías con una amplia variedad de planes de mantenimiento prefabricados que le facilitarán sin lugar a dudas la implementación del MP.

- Seguridad. El MP permite dar de alta a los usuarios que tendrán acceso al MP. Los usuarios registrados tendrán acceso al programa mediante una clave de acceso y podrán tener permiso total o limitado para acceder a diferentes módulos y ejecutar funciones determinadas.

#### **2.4.3. Beneficios al implementarlo**

- Reducir paros imprevistos
- Incrementar la vida útil de sus equipos
- Reducir costos por mantenimiento correctivo
- Programar la adquisición de repuestos a tiempo y reducir sus niveles de inventario
- Aumentar la confiabilidad y uniformidad en la producción
- Mejorar el desempeño del personal de mantenimiento
- Evitar accidentes
- Organizar y documentar la gestión de mantenimiento de una forma práctica
- Ahorrar recursos

#### **2.5. Taxonomía y parametrización de los equipos primarios para alimentar el MP9 software**

La taxonomía permitirá clasificar de forma adecuada los equipos primarios necesarios para utilizar eficientemente el software MP9.

### 2.5.1. Objetivos

- Describir la información y las actividades necesarias para codificar, describir, y documentar la información, estructural, funcional y administrativa de los equipos primarios e instalaciones.
- Definir el procedimiento para la actualización de la información de los equipos primarios.
- Definir las asociaciones de repuestos, documentación técnica, información adicional a equipos primarios.
- Definir la estructura de un plan de mantenimiento

### 2.5.2. Alcance y campo de aplicación

Aplica a todos los equipos primarios o activos e instalaciones de la subestación eléctrica.

### 2.5.3. Condiciones generales

- Para los diagramas de flujos
- : símbolo de documento. Significa que la información debe registrarse en documento preestablecido.
- : símbolo de proceso o actividad
- : símbolo de decisión significa que una decisión debe tomarse antes de continuar en el diagrama de flujo.
- : símbolo de inicio o terminación de un proceso

#### 2.5.4. Definición de entradas y salidas

En la tabla siguiente se detallan las entradas y salidas que permitirán posteriormente identificar de una forma más fácil las necesidades del sistema.

Tabla VII. Definición de entradas y salidas

ENTRADAS	SALIDAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Documentos con información contable, administrativa y de compra del equipo primario ó instalación</li> <li>• Documentos técnicos del equipo primario ó instalación</li> <li>• Planos del montaje del equipo primario ó instalación</li> <li>• Contratos de servicios de mantenimiento</li> <li>• Diseños de ingeniería y construcción</li> <li>• Planos mecánicos, eléctricos y de instrumentación equipo primario ó instalación</li> <li>• Fotografías del equipo primario o instalación</li> <li>• Lista de repuestos y materiales del equipo primario</li> <li>• Lista herramientas requeridas para equipos primarios e instalaciones</li> <li>• Planes de mantenimiento preventivos programados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acta de recepción técnica del equipo primario</li> <li>• Instructivo de codificación y descripción de equipos primarios e instalaciones</li> <li>• Equipos primarios y componentes ingresados en el MP9.</li> <li>• Equipos primarios e instalaciones con descripciones y codificación definida</li> <li>• Equipos primarios, componentes e instalaciones con información técnica en el MP9</li> <li>• Equipos primarios e instalaciones con localización definida.</li> <li>• Lista de tipos de equipo y atributos de equipos primarios e instalaciones.</li> <li>• Equipos primarios con asociación de de planes de mantenimiento en el MP9.</li> <li>• Planes de mantenimiento con asociación de herramientas en el MP9.</li> <li>• Planes de mantenimiento de los equipos primarios y componentes con asociación de repuestos y materiales en el MP9.</li> <li>• Equipos primarios e instalaciones con asociación de manuales, planos y catálogos en el MP9.</li> <li>• Herramientas de equipos primarios con codificación y registrados en el MP9.</li> <li>• Equipos primarios, componentes e instalaciones con identificación o marcación física.</li> </ul>

Fuente: elaboración propia.

### **2.5.5. Identificación de equipos críticos**

En esta etapa el objetivo primordial es identificar los equipos primarios que se quiere llevar el control de mantenimiento dentro del MP9, realizando una visita técnica a la subestación con el personal encargado, clasificándose en tres secciones siendo estos: Sección 230kV, Sección 138 kV y Sección 69 kV. Para ejemplificar este caso:

Pararrayos, CT's, PT's, transformadores, seccionadores y entre otros.

### **2.5.6. Codificación de equipos**

Para la gestión de los equipos primarios de la subestación, definir un sistema de codificación es muy importante por varias razones:

- Estandarizar la forma en la que se identifican los equipos primarios para hablar un lenguaje común si se requiere implementarlo en otras subestaciones.
- Minimizar la posibilidad de que se duplique la información de los equipos primarios.
- Asignar toda la información técnica, funcional, estructural y administrativa de un equipo primario a un único código de identificación.
- Disminuir el tiempo requerido para la identificación y planeación del trabajo sobre los equipos primarios.

A nivel mundial se han definido varios sistemas de codificación para designar los procesos, sistemas y activos como la Norma ISO 14224, entre otras, que pretenden generar estándares para la identificación de activos. Casi todas estas normas tienen tres partes en común.

- Definición de clases de activo y atributos por clase de activo
- Definición de códigos de activos e instalaciones
- Definición de jerarquías de activos

Estos sistemas de codificación deben cumplir con varias características que permitan desarrollar bases de datos para la administración de las intervenciones de mantenimiento en las subestaciones:

- Deben ser fácilmente asimilable
- Deben ser fácil de administrar
- Deben cubrir todos los tipos de equipos

Se han generado variados temas de discusión sobre la estructura de los códigos de los activos, tales como si deben ser inteligentes (es decir que el código tiene un significado por sí mismo), si deben incluir la localización del activo, si deben ser numéricos o alfa numéricos, entre otros.

- El código debe estar basado en la funcionalidad del equipo primario, mas no en la información estructural o la ubicación geográfica del mismo. Esto garantiza que si el activo es cambiado a otra subestación o ubicación geográfica su código puede mantenerse sin problema.

- El código del equipo primario no debe incluir información de la ficha técnica, puesto que para ello existen otros campos en las fichas técnicas donde esta información es identificada dentro del MP9.
- El código del equipo primario no debe incluir la información del proceso o sistema del que hace parte.

### **2.5.6.1. Método de codificación**

Para la aplicación del método de codificación es necesario definir las características que a continuación se enumeran.

#### **2.5.6.1.1. Tipo de equipo primario**

Los tipos de equipos primarios son familias o grupos de equipos que cumplen con características funcionales similares, se pueden agrupar a diferentes niveles. Para la definición de los tipos se debe escoger el nivel más general posible, es decir normalmente al nivel 1 o máximo al nivel 2. A continuación se muestran los niveles de tipos de equipos primarios, (ver tabla VIII).

Los tipos de equipos de los equipos primarios deben ser identificados mediante un código y una descripción. Los códigos deben ser únicos, es decir no pueden repetirse para diferentes equipos diferentes. También debe ser identificado por las tres primeras letras.

A continuación un ejemplo: (ver tabla IX).

Tabla VIII. Niveles de tipos de equipo primario

NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	NIVEL 4
Transformador	Transformador de potencia	Transformador de potencia monofásico	Transformador de potencia monofásico acorazado
		Transformador de potencia trifásico	Transformador de potencia trifásico acorazado
	Transformador de instrumentación	Transformador de corriente	Transformador de corriente inductivo
		Transformador de voltaje	Transformador de voltaje capacitivo
		Transformador combinado de medición	
Interruptor	Interruptor de potencia	Interruptor de potencia aceite	
		Interruptor de potencia SF6	
	Disyuntor	Disyuntor de potencia SF6	
Seccionador	Seccionador de línea		
	Seccionador de puesta a tierra		
	Seccionador de barra		
Pararrayos			
Banco de capacitores			
Banco de baterías			

Fuente: elaboración propia.

Tabla IX. **Ejemplo de tipos de equipo**

<b>CODIGO</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL TIPO DE EQUIPO PRIMARIO</b>
TRA	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
TRI	TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTACION
INT	INTERRUPTOR
SEC	SECCIONADOR
PAR	PARARRAYOS
BCA	BANCO DE CAPACITORES
BAT	BANCO DE BATERIAS

Fuente: elaboración propia.

#### **2.5.6.1.2. Sistema de codificación**

El sistema de codificación de los equipos primarios está constituido por el código del tipo de equipo (tres caracteres) más un correlativo. A continuación se muestra un ejemplo:

Tabla X. **Ejemplo de codificación de equipo primario**

T	R	A	0	0	1
<b>Tipo de equipo primario</b>			<b>Correlativo</b>		

Fuente: elaboración propia.

Para este fin deben tenerse algunas consideraciones:

- No deben existir separadores entre los tipos de equipo y los consecutivos tales como guiones, puntos, líneas bajas, slash, entre otros.
- El número de dígitos del consecutivo debe ser cuidadosamente definido y se debe mantenerse para todas las clases de activo. Para definirlo se debe identificar el tipo de equipo que más se tienen y que puede llegar a agrupar más en una subestación si se expande. Una vez identificado esto, se escoge el número de dígitos que debe tener el correlativo. Por ejemplo, si en una subestación estima que en el 2015 puede llegar a tener más de 100 pararrayos, debe escoger un consecutivo de tres dígitos para codificar los equipos.
- Los códigos siempre se escriben en mayúsculas

### **2.5.7. Recopilación de información de equipos**

Todos los equipos e instalaciones poseen información de tres tipos, estructural, funcional y administrativa.

Esta información es registrada dentro de la ficha técnica del equipo dentro MP9 ya que cuenta con pantallas prediseñadas para capturar esta información. Los campos requeridos por el MP9 y que deben recopilarse en campo son los siguientes:

Tabla XI. **Ficha técnica de equipo primario**

<b>Campo</b>	<b>Descripción</b>
Equipo	Nombre descriptivo del equipo o sistema
Código	Código establecido
Campo	Indicador en Plano de Referencia
Línea	Voltaje del circuito que le es aplicado al equipo
Marca	Marca o Fabricante
Modelo	Modelo
Serie	Numero de Serie según fabricante
Fase	T, R, S
Prioridad	Alta, Media y Baja
Clasificación 1	Sistema a que pertenece el equipo
Clasificación 2	---
Centro de Costo	Según la Subestación o división a la que pertenezca
Localización	Localización física (Subestación, Campo y entre otras.)
Tipo de equipo	Transformador, interruptor de potencia, seccionador, pararrayos, transformador de instrumentación y entre otros
Atributos o datos técnicos	Se ingresara la información técnica de cada equipo según su tipo de equipo primario o relación como Potencia, Voltaje Primario, Voltaje Secundario, relación de transformación y entre otros.
Imágenes	Fotografías correspondientes de cada equipo, para su fácil identificación.
Notas	Alguna información importante para resaltar del equipo
Archivos adjuntos	Toda Información técnica como manuales de mantenimiento, operación, catálogos, cualquier información física ingresada digitalmente al MP9.

Fuente: elaboración propia.

Esto ayuda al encargado de mantenimiento a identificar el equipo para inventario y consulta. Otro de los datos clave en el registro de la información de la ficha técnica de cualquier equipo primario, es el tipo de equipo. Los tipos de

equipos tienen dos funciones principales en el registro de un activo dentro del MP9:

- Define parte del código del equipo
- Agrupar las familias de equipos primarios con características funcionales similares, para poder definir los atributos especiales o datos técnicos.

Los atributos son una serie de datos de especificaciones de diseño de cada clase de activo, que hacen parte integral de la ficha del equipo y pueden ser datos tanto cualitativos como cuantitativos.

El manejo de los tipos de equipo y atributos del equipo primario permiten obtener información de la placa de características y datos adicionales de cada equipo, rápidamente, desde la misma fuente y sin necesidad de desplazarse hasta la subestación o localización física del equipo.

#### **2.5.7.1. Priorización de equipos**

Como se indicó en la ficha técnica de los equipos, cuentan con un campo para registrar la información de la prioridad. Esta prioridad normalmente está determinada por qué tan importante es el equipo para la subestación.

Se ha discutido en muchos escenarios con el personal encargado de mantenimiento si la determinación de la prioridad de los equipos es mediante un método estructurado.

El método de priorización de equipos primarios dentro de la subestación es usado para determinar un escalafón de acuerdo con su riesgo relativo y las

consecuencias de sus fallas, todo esto relacionado con los objetivos de la organización.

Normalmente estos escalafones son usados para identificar donde se deben enfocar los esfuerzos y recursos para aplicar y mantener una estrategia de confiabilidad en el servicio eléctrico continuo. Usualmente suele confundirse este escalafón, con la prioridad de las intervenciones pero es una idea equivocada puesto que equipos calificados como de prioridad alta pueden tener intervenciones de mantenimiento prioridad baja y viceversa.

Como ejemplo se sabe que dentro de la subestación todos los equipos de potencia son de prioridad alta en la conducción de energía eléctrica que no debe interrumpirse pero se reconoce que el transformador de potencia tiene una prioridad más alta que un pararrayos o un seccionador.

#### **2.5.7.2. Campo clasificación 1**

Para este campo describe el sistema al que pertenece el equipo primario, tomando en cuenta que dentro del MP9, campo ingresado, ya queda predeterminado para volver a seleccionarlo. Esta clasificación dentro del MP9 ayuda a ordenar todos los equipos que pertenecen a un sistema, más bien es para clasificar la consulta, (ver tabla XII).

#### **2.5.7.3. Definición de atributos de tipos de equipo**

Los atributos son propiedades, especificaciones o características de un elemento, que cuantifican o describen sus parámetros de funcionamiento o sus características constructivas y pueden ser datos cuantitativos y/o cualitativos.

Tabla XII. **Sistema al que pertenece el equipo**

<b>Tipo de equipo</b>	<b>Sistema</b>
Transformador de potencia	TRANSFORMACIÓN
Transformador de instrumentación	INSTRUMENTACIÓN
Interruptor	INTERRUPCIÓN
Seccionador	INTERRUPCIÓN
Pararrayos	LIMITADOR
Banco de capacitores	FILTRADO
Banco de baterías	AUXILIAR

Fuente: elaboración propia.

Como se mencionó anteriormente, los tipos de equipo son agrupaciones de los equipos con características funcionales similares. Esas características funcionales similares son en los atributos. Cuando el tipo de equipo se relaciona a la ficha del equipo dentro del MP9, se heredan automáticamente todos los atributos que tengan asociados.

Al realizar esta asociación de atributos a los equipos trae las siguientes ventajas dentro del MP9 y al usuario:

- Información centralizada, disponible y fácilmente consultable
- Son un estándar o plantilla y son los datos que se deben recopilar y registrar.
- Registro de fallas por tipos de equipo
- Disminución del tiempo de búsqueda de la información de los equipos. (no es necesario desplazarse físicamente al campo).

Figura 17. Relación entre ficha técnica y tipo de equipo

Ficha técnica MP9 del Equipo

Atributos del tipo de equipo



Fuente: elaboración propia.

Para registrar el asocio de los atributos a los tipos de equipo se requiere la siguiente información:

- Tipo de equipo: fue descrito anteriormente
- Nombre del atributo o unidad de medida: ejemplo, para el seccionador de barra tipo de equipo seccionador se pueden definir atributos como: tipo, tensión nominal, tensión máxima, BIL, amperaje continuo y amperaje momentáneo o Ur, MCOV y kV.

Nota: se recomienda que se ingresen los datos conforme lo indica la placa o atributos dados en el manual para su fácil manejo.

Puede ocurrir el caso que exista un tipo de equipo con un mismo atributo pero escrito en forma diferente o el equipo maneja otra característica técnica porque es de otro modelo o construcción, para este caso la recomendación es crear dentro del MP9 otro tipo de equipo con el mismo nombre pero identificándolo por medio de una letra o agregar el atributo que haría falta dentro del mismo tipo de equipo ya preestablecido:

Tabla XIII. **Mismo tipo de equipo con similar o diferente descripción del atributo**

Pararrayos A	Pararrayos B
Ur	Tensión nominal
Uc	Potencia de descarga
Corriente limitador de presión	Umax de servicio
Cierre	Altitud máxima
Año	

Fuente: elaboración propia.

### **2.5.8. Recopilación de planos y manuales de equipos efectivos**

Se establecerán con los jefes de taller y técnicos cuales planos y manuales existentes de los equipos son de utilidad para referencia al momento de realizar las actividades de mantenimiento y así posteriormente digitalizar esta información para cargarla al software. Se tomaran como planos y manuales importantes los cuales detallen: dimensiones del equipo, funcionalidad en el sistema, diagramas unifilares del sistema, conexiones,

instrucciones de mantenimiento y algún otro aspecto que se considere importante para su referencia.

Normalmente los equipos son entregados con información técnica tal como manuales de operación, manuales de mantenimiento, manuales de partes, manuales de servicio e instalación, planos y en algunos casos información técnica adicional. Es importante administrar de una forma adecuada esta información de la misma forma que identificar a que equipos pertenece.

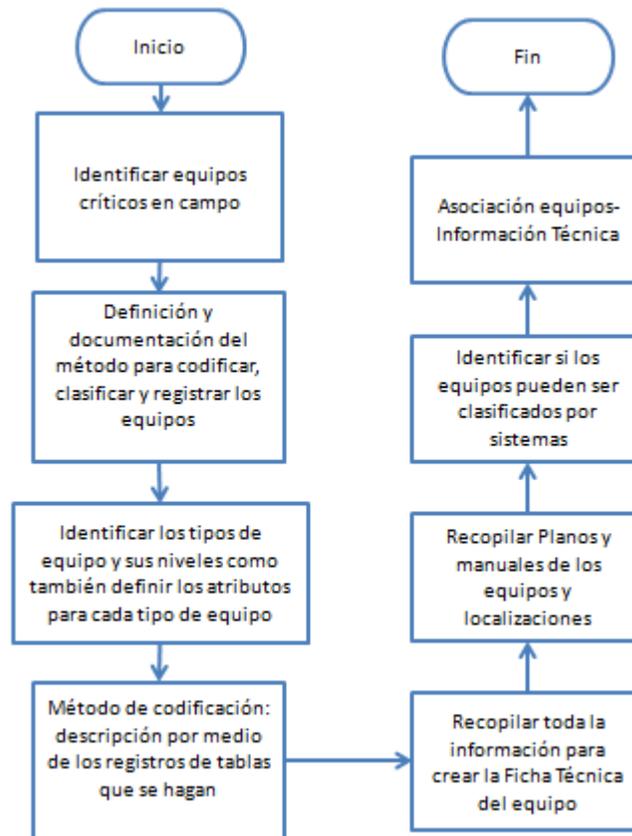
En algunos casos también se cuenta con información tales como documentos de garantías, fotos, videos y otra información relevante que está dispersa entre las personas que interactúan de una u otra forma con el equipo.

El asocio de esta información a los equipos permite que se pueda ubicar rápidamente toda la documentación en medios físicos ó electrónicos.

#### **2.5.9. Creación de la base de datos de herramientas, repuestos y consumibles**

En esta etapa se realizará el inventario de las herramientas que se encuentran en buen estado y que sean utilizadas actualmente por el personal de mantenimiento, tomando sus datos técnicos y fotografías para posteriormente ingresar esta información al software de control de herramientas ver. 1.1 anexo del MP. Dicho anexo está enlazado con el software MP para que sean asociados a los planes de mantenimiento. Esta información será de utilidad en los planes de mantenimiento que se establezcan, ya que cuando sea requerido este plan lleve consigo automáticamente los recursos asignados (herramientas, repuestos, recursos y mano de obra), reduciendo tiempos en el ingreso y olvidos de algún recurso.

Figura 18. Diagrama proceso para registrar un equipo primario



Fuente: elaboración propia.

### 2.5.9.1. Control de herramientas ver. 1.1

Es un anexo del MP9 para el control del inventario de las herramientas, el cual desde esta pequeña aplicación se ingresan todas las herramientas que ayuden o sean parte dentro del mantenimiento en la subestación para llevar a cabo las actividades.

Figura 19. **Control de herramientas ver 1.1**



Fuente: dentro de Subestación de Guate-Sur.

Los campos que solicita esta aplicación son los que se muestran en la tabla XIV:

### **2.5.9.2. Repuestos y consumibles**

El software MP cuenta con la opción para la asociación de recursos a los planes de mantenimiento, es posible asociar herramientas, también es posible asociar materiales y repuestos. La información de estos elementos se obtiene por medio de un enlace con la base de datos SAP- Sistemas Aplicaciones y Productos de bodega de cada una de las Subestaciones o Divisiones, la asociación se realiza con las actividades de los planes de mantenimiento, dentro del módulo de Recursos.

Tabla XIV. **Ficha técnica herramientas**

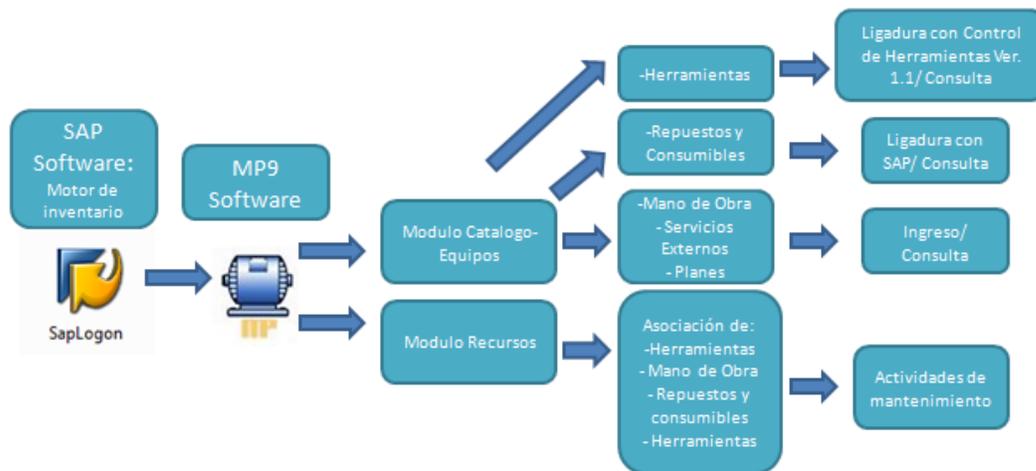
<b>Campo</b>	<b>Descripción</b>
Clave	Identificador de la herramienta, se recomienda codificar de la siguiente forma: H001, H002.....H999 para fines prácticos y orden
Descripción	El nombre como es llamada la herramienta, a la par la marca y si es un juego de llaves se recomienda que a la par de la marca se agregue los tamaños que contiene, ejemplo: LLAVE DE STILSON 24" Y 12" ; MULTIMETRO FLUKE
Unidad	Caja, juego, paquete y pieza
Clasificación	Comunicación, Eléctrico, Electrónico, Máquina-Herramienta, Mecánica, Medición, Metrología, Obra civil, Seguridad, Uso general y entre otras
Localización	Ubicación física donde se encuentra la herramienta
Especificaciones	En este campo se puede agregar cualquier dato importante de la herramienta como atributos técnicos, notas y entre otras
Imágenes	Fotografías correspondientes de cada herramienta, para su fácil identificación

Fuente: elaboración propia.

Al ligar la base de datos del SAP con el MP9, automáticamente desglosa dentro del módulo de catálogo equipos opción Recursos y consumos lo que existe en bodega, pero se menciona que es el archivo plano o general, lo que indica que dentro del MP9 al asignar un repuesto y consumible dentro de una actividad de mantenimiento, este no se depurará del *stock* en bodega

directamente, sino la actualización viene en línea con el SAP cuando se entrega el material al personal de mantenimiento o se compra más.

Figura 20. **Ingreso y asociación de herramientas y recursos**



Fuente: elaboración propia.

Se recomienda que se tenga una buena comunicación con bodega a la hora que se avencinen los mantenimientos programados. Más bien esta base de datos es para consulta y al asociar estos recursos a los mantenimientos anticipadamente trae las siguientes ventajas:

- Estar en mejor comunicación con el encargado de bodega
- Verificar si hay repuestos y consumibles en existencia
- Programar con tiempo pedidos, servicios y compras
- Registro de lo que se va consumiendo en cada actividad de mantenimiento.
- Generar informe de consumos y costos dentro del MP9 para fines de programar presupuesto anual.

### **2.5.10. Asociación de documentación técnica a los equipos o localizaciones**

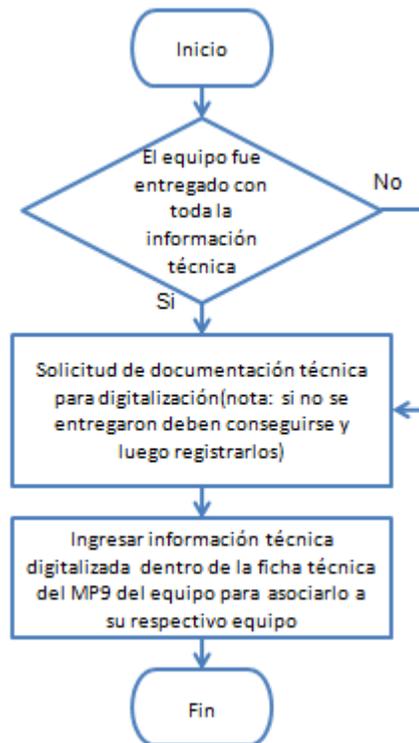
Los equipos primarios poseen grandes cantidades de información técnica importante que debe relacionarse a la ficha técnica para facilitar su búsqueda hacer consultas rápidamente.

Como un lineamiento dentro de las subestaciones deben solicitar que todos los equipos sean entregados con toda la información técnica mínima:

- Planos de construcción
- Planos definitivos
- Planos de acometidas
- Planos de ubicación o *layout*
- P & ID (Información de procesos e identificación de instrumentación)
- Información de lazos de control
- Manuales de operación y servicio
- Manuales de mantenimiento
- Manuales de partes

Toda esta información debe ser organizada, clasificada, inventariada, digitalizada y registrada en la ficha técnica de los equipos primarios y localizaciones dentro del MP9. A continuación se describe el proceso de asociación de información técnica a los equipos.

Figura 21. Descripción de proceso de asociación de información técnica a los equipos



Fuente: elaboración propia.

### 2.5.11. Identificación física de equipos

El responsable de los equipos debe determinar qué tipo de elemento va utilizar para marcarlos físicamente. Para tal efecto es indispensable colocar el código del equipo asignado anteriormente.

Para permitir al usuario y colaborador de mantenimiento, referirse con precisión al equipo que se desea operar y mantener respectivamente, la identificación debe cumplir con:

- Ser legible, difícil de borrar o de desprender y perdurable (pintura, estampado, placas soldadas y etiquetas).
- Quedar en un lugar visible al usuario
- No deteriorar al equipo

Dentro de la institución eléctrica hay equipos que cuentan con sistemas lectores de códigos de barras y esta etiqueta debe estar en la placa o el equipo, si el código de barras se encuentra separado debe ubicarse lo más cercano posible a la placa del activo.

#### **2.5.12. Actualización de la información de los equipos**

Hay varias condiciones en las que la información de un equipo puede cambiar, como por ejemplo cuando es trasladado a otra subestación, de campo o de área, cuando se instalan nuevos equipos.

Instalación de equipos nuevos

Cuando un equipo es nuevo y diferente al antiguo, sus características cambian y la información debe actualizarse en la ficha técnica del equipo dentro del MP9.

Ejemplos de lo anterior, pueden ser cuando se cambia un interruptor de potencia donde cambia su corriente de corte nominal de corto circuito, tensión nominal o presión del gas, como también la marca. El tipo de equipo interruptor de potencia continúa siendo el mismo, pero se deben de actualizar los nuevos valores en la ficha técnica y sus atributos.

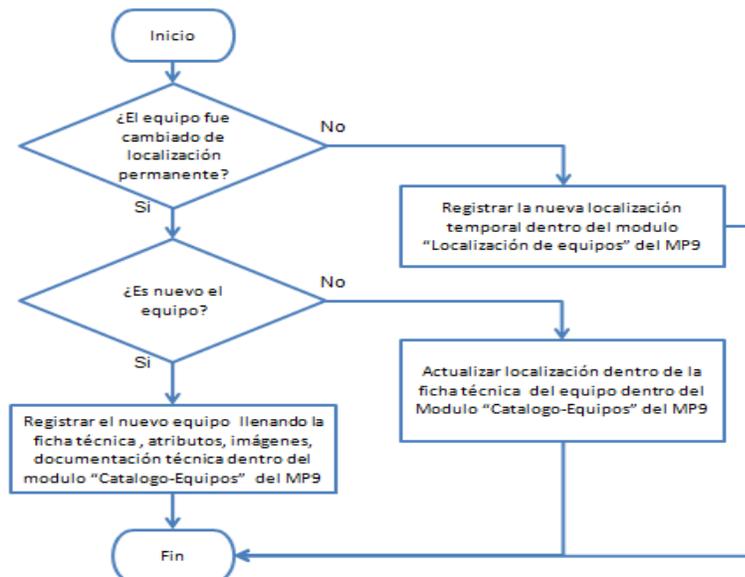
## Cambio de ubicación permanente

Para este caso, pueda que el interruptor de potencia sea instalado en otro campo de la subestación, se debe actualizar la localización dentro de la ficha técnica del equipo.

## Cambio de ubicación temporal

Aquí no se debe de cambiar la localización dentro de la ficha técnica del equipo, como se entiende que va regresar a su lugar original, simplemente se cambia de ubicación por medio del módulo de Localizaciones ya que el MP9 puede llevar el registro de todo los movimientos del equipo.

Figura 22. **Descripción de procesos de actualización de información a los equipos**



Fuente: elaboración propia.

## 2.6. Desarrollo de planes de mantenimiento rutinario

Dentro de la subestación se trabajan mantenimientos rutinarios que son los que se repiten con cierta frecuencia y son programados, también los mantenimientos no rutinarios que solo suceden cuando surge la falla o necesidad y que pueden ser programados también.

Tabla XV. Tipos de mantenimiento rutinarios y no rutinarios

Mantenimientos Rutinarios	Mantenimientos no Rutinarios
Preventivos	Correctivos
Predictivos	Preventivos
Proactivos	Predictivos
	Apoyo
	Mejora
	Proactivo

Fuente: elaboración propia.

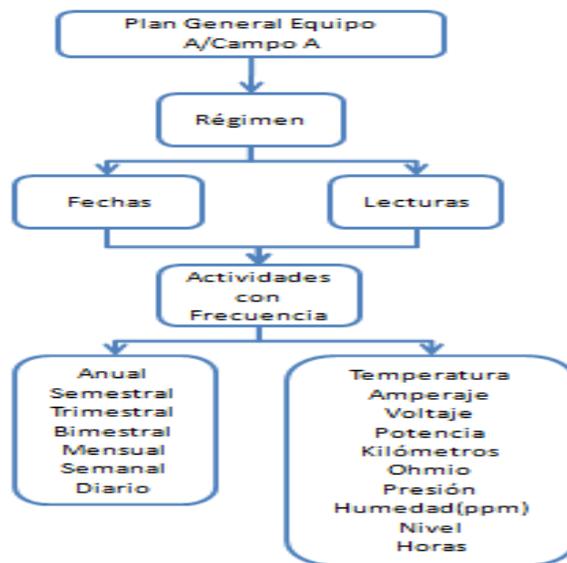
Para el desarrollo de los planes de mantenimiento rutinarios, si no se tiene una estructura de cómo desarrollar los procesos de un mantenimiento, pueda que se obvien pasos importantes que sean significativos para la vida útil de los equipos primarios dentro de la subestación, se entiende que se van generando hábitos o costumbres dentro de estos procesos pero la pregunta es ¿ Se está realizando lo correcto o diligente?. Para desarrollar un plan de mantenimiento preventivo programado hay que entender:

- El funcionamiento del equipo
- Sus partes críticas funcionales o estructurales, despiece del equipo

- Vulnerabilidad por factores ambientales y de maniobra
- Tener conocimiento de su diseño y construcción
- Recomendaciones dadas por los fabricantes
- Información técnica del equipo
- Historiales o registros sobre mantenimientos o fallas

La cantidad de equipos de potencia dentro de la subestación son numerosos el cual los planes de mantenimiento para un tipo de equipo serán los mismos para los demás equipos repetitivos. Los planes son orientados funcionalmente más que estructurales, aunque pueden presentarse los dos casos y el MP9 permite crearlos. Lo que no cambia es cuando se crea el plan de mantenimiento ya que lo primero que se debe de definir es bajo qué régimen se va trabajar el equipo.

Figura 23. **Régimen del plan de mantenimiento**



Fuente: elaboración propia.

### 2.6.1. Creación de las actividades de los planes

La información que mínimo debe tenerse para crear las actividades de los planes de mantenimiento para un equipo primario son las siguientes:

Tabla XVI. Información necesaria para crear una actividad

Campo	Descripción						
Parte funcional o estructural	Funcional: el plan puede integrar equipos, localizaciones, sistemas, pruebas y entre otras como partes. Estructural: son partes y subpartes de un equipo.						
Actividad	Descripción breve del trabajo a realizarse sobre la parte funcional o estructural. Puede haber varias actividades para una parte.						
Tipo	Preventivo o Predictivo						
Frecuencia	Cada cuanto debe realizarse el mantenimiento, si es por fechas o por lecturas de algún contador.						
Clasificación 1	Especifica el área o departamento de mantenimiento responsable a realizar dicha actividad.						
Clasificación 2	----						
Prioridad	Baja, Media, Alta						
Duración	Duración en horas, minutos desde que inicia la actividad hasta que finalice.						
Requiere paro	Se refiere a que si el equipo debe desenergizarse para realizar la actividad.						
Días de paro	Cantidad de días que debe estar fuera de servicio el equipo mientras se le realiza el mantenimiento.						
¿Requiere medición Predictiva?	<table border="1"> <tr> <td>Controlar: temperatura, corriente, etc..</td> <td>Unidad: °C, A, V, etc..</td> <td>Límite mínimo</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>Límite máximo</td> </tr> </table>	Controlar: temperatura, corriente, etc..	Unidad: °C, A, V, etc..	Límite mínimo			Límite máximo
Controlar: temperatura, corriente, etc..	Unidad: °C, A, V, etc..	Límite mínimo					
		Límite máximo					
Procedimiento	Breve explicación de lo que se realizara en la actividad.						
Notas	Información relevante para la realización de la actividad.						
Imágenes	Visualización inmediata sobre alguna pieza o procedimiento dentro de la actividad.						
Archivos adjuntos	Toda Información técnica como informes de mantenimiento, operación que aporte a la actividad.						

Fuente: elaboración propia.

### **2.6.1.1. Planes con partes funcionales**

Para los equipos primarios dentro de la subestación, se comprende que tiene componentes mecánicos y eléctricos, es difícil clasificarlos a un área mecánica o eléctrica ya que son equipos electromecánicos. Es mucho mejor manejar las actividades de mantenimiento con partes funcionales ya que hay equipos que no es tan necesaria descomponerla por partes, por ejemplo un pararrayos o un seccionador, un transformador de potencia es el que tiene más partes que todos, pero hay actividades bastante similares que se realizan a los demás equipos y no es tan relevante crearle su plan con partes funcionales. A continuación las partes funcionales que llevan los planes de mantenimiento:

- Inspección visual y mecánica: actividades que se verifica el estado físico, funcionamiento de mecanismos de operación, parámetros propios del equipo, lecturas de los medidores, ruidos, vibraciones, termografías, resistencia de contactos, condiciones alrededor y cualquier otro parámetro que de indicios de deterioro de las funciones del equipo.
- Pruebas eléctricas: actividades que por medio de un equipo de instrumentación eléctrica se conozcan parámetros eléctricos que describan el comportamiento o estado interno de los componentes del equipo. Entre ellos la resistencia de aislamiento, relación de transformación, factor de potencia, análisis de aceites dieléctricos, corriente de excitación, polaridad y entre otras.

### **2.6.1.2. Planes con partes estructurales**

Esto va orientado a un despiece del equipo o sea todas las partes y subpartes donde se realizan actividades de mantenimiento. Para los equipos

primarios de una subestación podría aplicar pero no es lo adecuado ya que no hay muchas piezas que requieran un robusto mantenimiento más bien una inspección y piezas que no se pueden ver o intervenir directamente ya que están internamente y los equipos no pueden continuamente desarmarse o destaparse por su diseño. Se tendría que evaluar si fuera un equipo no tan repetitivo y se encuentre fuera de la localidad de otros equipos primarios.

### **2.6.1.3. Tipo de actividad predictiva cuando requiere medición**

Como se ha descrito, que las actividades preventivas ayudan a prevenir fallas y mantener en buen estado el equipo primario. Se puede dar el caso que dentro de una actividad preventiva se requiera de tomar una medición predictiva. Como en el caso al realizar una limpieza a los *bushing* del transformador de potencia, se puede verificar el nivel de aceite como al tanque de compensación si se desea llevar un mejor control.

Otro caso para el mismo transformador de potencia, se puede crear dentro de su plan de mantenimiento programado una actividad específica que por lo menos dos veces al año se verifique el correcto nivel del aceite del tanque de compensación y se quiera controlar el rango entre 14 a 25 grados, ya que su indicador mecánico de nivel no lo da por alturas sino por el ángulo de inclinación del mecanismo. Se entiende que si su tolerancia es de un 10% y el valor tomado en campo está fuera del límite, se debe de programar la nivelación de aceite al tanque ya que esto puede ocasionar que se dispare la protección del relé *bulchholz* y si se sobrepasa de 25 grados, se debe de retirar aceite para volver a nivelarlo, estas recomendaciones son dadas por los proveedores.

Para este caso entran también las inspecciones termográficas, medición de la resistencia de aislamiento y entre otras.

#### **2.6.1.4. Prioridad de la actividad**

El mantenimiento preventivo se realiza generalmente con línea desenergizada, pero existen algunas técnicas que se pueden aplicar sin necesidad de desenergizar la línea. En la subestación el mantenimiento programado se efectúa en días en los que la producción puede ser interrumpida, pero en el caso del servicio eléctrico, ya que su continuidad no puede ser interrumpida, estos trabajos se programan en días en los que el consumo de energía eléctrica es menor que los demás, lo que ocurre generalmente los fines de semana.

También existen campos de acoplamiento o disposiciones dentro de la subestación que permiten que algunos equipos puedan ser desenergizados para trabajos de mantenimiento, sin que esto implique la interrupción del servicio eléctrico, pero de todos modos requerirá de una coordinación con los responsables de operación.

A base de lo anterior cuando toque clasificar cada actividad del plan de mantenimiento por prioridad ya sea baja, media o alta se debe chequear lo siguiente de la actividad:

Tabla XVII. **Prioridad de la actividad**

<b>Baja</b>	<b>Media</b>	<b>Alta</b>
El equipo no requiere desenergizarse	Todos los equipos dentro del campo deben desenergizarse	Todos los equipos dentro del campo deben desenergizarse
Puede posponerse o adelantarse	Preferible si se realiza fines de semana	Se deben de desenergizar mas equipos de otros campos
Limpieza general	Transferencia de cargas a otra barra	No pueden haber atrasos
	Pueda que requiera coordinación con la AMM	Debe trabajarse en horarios de poca demanda de carga
		Transferencia de cargas a otra barra
		Requiere coordinación con la AMM

Fuente: elaboración propia.

### **2.6.2. Asociación de planes a los campos de la subestación**

Para que exista una Orden de Trabajo programada debe de existir un equipo y su plan de mantenimiento, pero para el caso dentro de las subestaciones de grandes tamaños, existen muchos equipos repetitivos y se está hablando de cantidades grandes que para nuestro caso no bajan de cien. Esto a la larga generar ordenes de trabajo por cada equipo ya no tiene fines

prácticos, el control de todos estos equipos dentro del MP9 se va complicar a no ser que se tengan varias personas controlándolo por sectores.

Para esta situación se debe de verificar que tipos de equipos hay en cada campo para integrar todos sus planes dentro de un plan general nombrándolo con el nombre del campo y asociarlo al inmueble o campo respectivo.

Tabla XVIII. **Tipos de equipos dentro de cada campo de la subestación**

Campo	Linea(kV)	Pararrayos	Trafo. de instrumentación	Seccionador	Interruptor de potencia	Trafo. de potencia	Banco de capacitores
La laguna	69	X	X	X	X		
Acople	69		X	X	X		
La vega	69	X	X	X	X		
EEGSA 1	69	X	X	X	X		
EEGSA 2	69	X	X	X	X		
EEGSA 3	69	X	X	X	X		
EEGSA 4	69	X	X	X	X		
Guadalupe 1	69	X	X	X	X		
Guadalupe 2	69	X	X	X	X		
Chimaltenango	69	X	X	X	X		
Antigua	69	X	X	X	X		
Banco I	69	X	X	X	X		
Banco II	69	X	X	X	X		
Banco III	69	X	X	X	X		
Banco IV	69			X	X		
Banco de capacitores I	69	X		X	X		X
Banco de capacitores II	69	X		X	X		X

Continuación de la tabla XVIII.

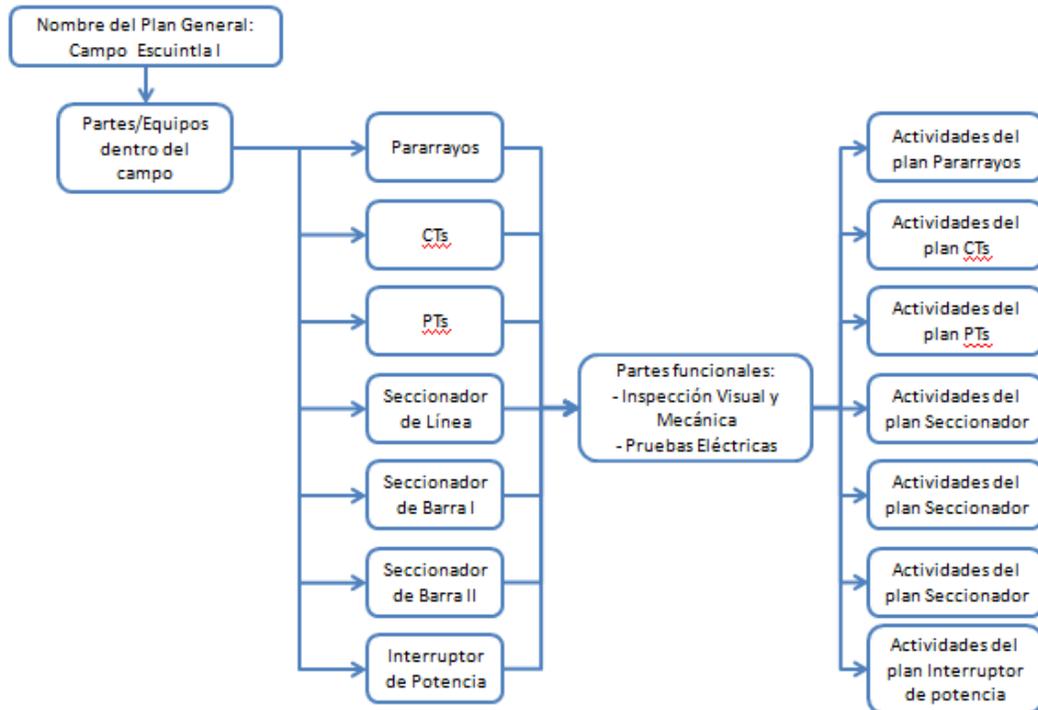
Banco de capacitores II	69	X		X	X		X
Jurun	138	X	X	X	X		
Palin II	138	X	X	X	X		
Banco I	138			X	X		
Banco II	138			X	X		
Acople BP	138			X			
Escuintla I	230	X	X	X	X		
Escuintla II	230	X	X	X	X		
Acople	230	X	X	X	X		
Guate Norte	230	X	X	X	X		
Guate Este	230	X	X	X	X		
Banco IV	230	X		X	X		
Banco III	230	X		X	X		
Banco V	230	X		X	X		
Banco Transformadores de	69/138/230					X	

Fuente: elaboración propia.

### 2.6.3. Pruebas, inspección y mantenimiento

Las pruebas y acciones de mantenimiento predictivo, preventivos y correctivos programadas a equipos eléctricos de potencia tienen como finalidad, el garantizar la operación segura de los mismos y brindar la disponibilidad requerida por el proceso que alimentan, alargar la vida útil y tener en condiciones óptimas de funcionamiento al equipo.

Figura 24. **Plan general de mantenimiento para los campos de la subestación**



Fuente: elaboración propia.

Pruebas y acciones de mantenimiento:

- Inspección visual
- Inspección termográfica
- Ultrasonido
- Detección de emisiones ultravioleta
- Análisis del aceite
- Análisis de gases disueltos en el aceite
- Medición de conductancia
- Resistencia de aislamiento

- Rigidez dieléctrica del aislamiento
- Factor de potencia
- Descargas parciales
- Relación de transformación
- Resistencia de devanado
- Resistencia de contacto
- Tiempos de operación de interruptores y simultaneidad de contactos
- Medición de resistencia de puesta a tierra

#### **2.6.3.1. Inspección visual**

Este tipo de mantenimiento se efectúa en forma mensual, sin desenergizar la línea, no utiliza herramientas ni instrumentos en la mayor parte de los casos, y como su nombre lo indica consiste sólo en inspecciones visuales.

Tiene la finalidad de revisar visualmente el estado exterior de los equipos, anotándose en la Orden de Trabajo generada por el MP9 los resultados de dicha inspección.

Dentro de estas inspecciones se requieren de criterios para evaluar los resultados y así programar un mantenimiento rutinario para prevenir alguna falla en el equipo.

Tabla XIX. **Criterios a aplicar en las inspecciones visuales**

Nivel	Significado	Estado
1	<p><b>Grave.-</b> Significa un estado de avería del equipo mostrado en el exterior, que implicará programación de un mantenimiento correctivo.</p>	<p>Cimientos quebrados, falta de perfiles o pernos de la estructura, perfiles dañados, conexión a tierra suelta, cables sueltos (no aislados) en el mando, baja densidad en las celdas del banco de baterías, manchas graves de aceite, fuga del aislante (SF6, aceite), porcelanas seriamente dañadas, rotas o fogoneadas, falta de aisladores o seriamente dañados, conductores sueltos o hebras rotas, iluminación fuera de servicio, falta de fusibles, presencia de humedad, daños en manómetros, medidores de temperatura, radiadores rotos, bajo nivel en las celdas, banco de baterías, averías en cubicales, silica gel no azul, daños en anillos equipotenciales.</p>
2	<p><b>Leve.-</b> El daño es menor, avería menor que puede solucionarse cuando se efectúe el mantenimiento programado</p>	<p>Leve daño en porcelanas, polvo en el mando, daños menores en el mando, aisladores rajados, manchas leves de aceite o de óxido, polvo en las porcelanas, falta de señalización de seguridad, el patio no está limpio, visores de aceite sucios.</p>
3	<p><b>Sin novedad.-</b> Significa que el equipo está en buen estado, visto exteriormente, implica la ausencia de los casos antes señalados.</p>	

Fuente: elaboración propia.

Existen ciertos ítems que se observan a la hora de hacer una inspección visual, y se registra el estado de estos ítems dentro del MP9 acorde del estado que detalle en la Orden de trabajo la persona responsable de la inspección visual.

Tabla XX. **Ítems a observar en las inspecciones visuales**

Equipo primario	Ítems
Transformador de potencia	Construcciones civiles, tanque, conexión a tierra, porcelanas de los bushings, limpieza general, tanque conservador, radiadores, ventiladores, silicagel, relé Buchholz, cambiador de taps, manómetro, termómetro, nivel de aceite, indicador de temperatura, caja de control, terciario, temperaturas de aceite y bobinas.
Interruptores (aceite, SF6, vacío, aire)	Fundaciones civiles, estructura, conexión a tierra, porcelanas, indicador de estado, mando, borneras, calefacción, hermeticidad, fugas de aceite, presión de gas, número de operaciones, hermeticidad.
Transformadores de medida (CT's, PT's,).	Fundaciones civiles, estructura, conexión a tierra, porcelanas, visor de aceite, nivel de aceite, calefacción, caja de borneras, nivel de N2, capacitor.
Seccionadores	Fundaciones civiles, estructura, conexión a tierra, porcelanas, hermeticidad mando, relé de conexión a tierra.
Pararrayos	Fundaciones civiles, estructura, conexión a tierra, porcelanas, anillo equipotencial, número de descargas, conexión de potencia.
Banco de capacitores	Fundaciones civiles, estructura soporte, conexión a tierra, malla de seguridad, señalización, aisladores conexiones, fugas.
Banco de baterías	Estructura soporte, conexión a tierra, ventilación, tensión de banco, tensión de cada celda, nivel, temperatura, densidad.

Fuente: elaboración propia.

### **2.6.3.2. Inspección termográfica**

Mediante el empleo de cámaras de termovisión infrarroja, para localizar defectos por calentamiento, particularmente en piezas de contacto de seccionadores, bornas y grapas de conexión de los equipos, tomando como referencia la temperatura ambiente y la de otra fase sana. Se aplica mediante un barrido de todas las conexiones eléctricas dentro de los campos de la subestación y permite registrar la distribución de temperaturas en un equipo que se encuentre en las condiciones de régimen normal de servicio.

La inspección termográfica 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 contactos
- Degradación de los materiales aislantes

Equipos eléctricos a inspeccionar:

- Centros de control de motores
- Transformadores
- Interruptores
- Banco de capacitores
- Líneas de distribución aéreas
- Tableros de iluminación y fuerza
- Variadores de frecuencia

- Cables de potencia
- Terminales de conexión
- Fuentes de poder
- UPS

Tabla XXI. **Termografía a equipos primarios**

Equipo Primario	Puntos a inspeccionar
Transformador de potencia	Tanque del transformador, bushings, conexiones de potencia, terciario, sistema de refrigeración, ventiladores, sistemas de protección y control
Interruptores de potencia	Cámara de corte, mando, motor de accionamiento, conexiones del mando, conexiones de potencia
Seccionadores	Mordaza de cierre, conexiones de potencia, mando, motor de accionamiento, conexiones de control
Transformadores de instrumentación	Conexiones de potencia, conexiones de control, bornera, embobinado, tanque
Pararrayos	Pararrayos, conexiones de potencia, conexión de descarga a tierra, anillo equipotencial
Banco de capacitores	Banco, ramales, conexiones de potencias de los ramales
Barras colectoras	Conexiones en aisladores, aisladores, barras, soportes

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXII. **Diferencia de temperaturas respecto a un equipo normal**

<b><math>\Delta T</math> entre objetos similares</b>	<b><math>\Delta T</math> entre un objeto y el ambiente</b>	<b>Acción sugerida</b>
1 °C a 3°C	0 °C a 10 °C	Posible deficiencia. Hacer seguimiento.
	11 °C a 20 °C	Probable deficiencia. Revisar a la primera oportunidad.
4 °C a 15 °C		
	22 °C a 40 °C	Monitorear continuamente hasta que se puedan tomar medidas correctivas
> 16 °C	> 40 °C	Discrepancia mayor. Reparar inmediatamente.

Fuente: elaboración propia.

### **2.6.3.3. Análisis del aceite dieléctrico**

Los aceites aislantes (dieléctricos) son hidrocarburos de base parafinica o naftenica, los cuales son usados básicamente para aislar y enfriar los devanados de los transformadores y en los interruptores para extinguir el arco eléctrico y aislar los elementos internos de dichos interruptores. Este debe poseer las siguientes propiedades fundamentales:

- Una rigidez dieléctrica suficientemente alta para resistir las sollicitaciones eléctricas que se presentan en el servicio.

- Una viscosidad adecuada para asegurar la circulación convectiva y facilitar la transferencia de calor.
- Un punto de escurrimiento bajo, que asegure la fluidez del aceite a bajas temperaturas.
- Una buena estabilidad a la oxidación, que asegure una larga vida útil (típicamente 20 a 30 años).

#### Degradación del aceite dieléctrico

La degradación del aceite depende de las condiciones del servicio y el mantenimiento del transformador. El aceite aislante al estar en contacto con aire sufre reacciones de oxidación producción de ácidos que tienden a formar lodos, estos se depositan en los devanados obstruyendo la libre circulación del aceite por sus ranuras, afectando su enfriamiento y provocando un incremento en su temperatura de operación más allá de su límite de diseño, reiniciando nuevos procesos de oxidación con la presencia de metales (cobre, hierro) que actúan como catalizadores, lo cual ocasiona el deterioro del aceite y un envejecimiento prematuro del aislante sólido de los devanados (barniz, papel *kraft*, *presspan*, y tacos de madera) a grado tal que puede causar la falla del transformador.

Las principales causas del deterioro del aceite son:

- Humedad
- Depósitos de carbón
- Oxidación
- Contaminación con materiales degradantes

Síntomas de degradación del aceite son:

- Cambio de color (oscurecimiento)

- Formación de sustancias polares
- Formación de ácidos
- Olor
- Generación de lodos

### 2.6.3.3.1. Pruebas al aceite

Seguidamente se detallan las pruebas que son realizadas al aceite para verificar que este cumpla con las condiciones necesarias.

Pruebas básicas

Tabla XXIII. Pruebas básicas del aceite dieléctrico

Prueba	Norma
Rigidez dieléctrica	ASTM D 1816
Tensión interfacial	ASTM D 2285
Número de neutralización (acidez orgánica).	ASTM D 974
Contenido de inhibidor de oxidación (para aceites inhibidos)	IEC 60666
Contaminación con agua	ASTM D 1533
Gases disueltos	IEC 60567/60599

Fuente: elaboración propia.

## Pruebas complementarias

Tabla XXIV. **Pruebas complementarias del aceite dieléctrico**

Prueba	Norma
Color, aspecto	ASTM D 1500
Punto de inflamación	ASTM D 93
Punto de escurrimiento	ASTM D 97
Lodos	IEC 60422
Densidad	ASTM D 1298
Viscosidad	ASTM D 445
Tangente delta, factor de disipación dieléctrica	ASTM D 927
Contaminantes sólidos: Método para conteo y tamaño	ISO 4406 / IEC 60970
Residuo carbonoso	ASTM D 189
Cenizas	ASTM D 482

Fuente: elaboración propia.

## Factor de potencia

La prueba de factor de potencia al aceite aislante es la relación de la Potencia disipada en miliWatts en el aceite, entre la potencia en miliVA absorbida. Esto es numéricamente equivalente al coseno del ángulo de fase o al seno del ángulo de pérdidas; es una cantidad adimensional, expresada normalmente en %. Entre mayores sean las fugas, mas alto será el factor de potencia. Normalmente un aceite nuevo, seco y desgasificado alcanza valores de factor de potencia del orden de 0,05 % o menor relacionado a 20 °C. El

límite máximo permitido por norma es de 0,5 % y en estas condiciones se le considera degradado y debe preverse su tratamiento.

#### Prueba de Acidez o Número de Neutralización

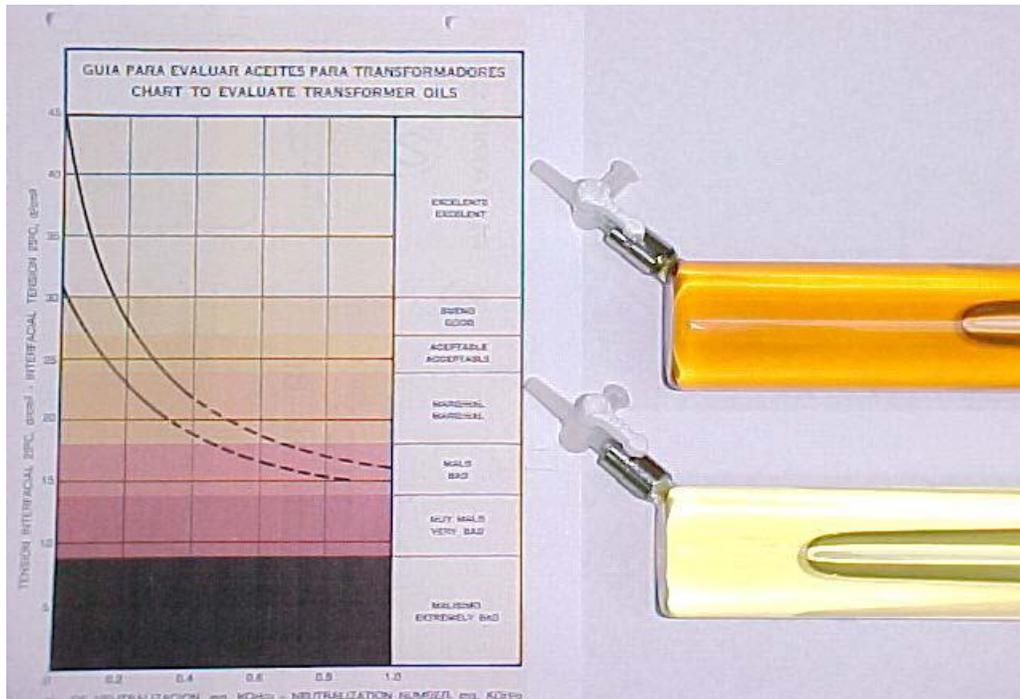
El número de neutralización consiste en determinar los miligramos de Hidróxido de Potasio (KOH) que son necesarios para neutralizar el ácido contenido en un gramo de aceite bajo prueba.

Los ácidos son los responsables directos de la formación de lodos. Experimentalmente se ha determinado que la formación de lodos comienza cuando el número de neutralización tiene el valor de 0,4 mg o más. Los aceites nuevos deben tener un índice de acidez de 0,08 mg o menos; y en condiciones normales y dependiendo de los ciclos de temperatura a que se somete el Transformador, este valor aumenta en 0,01 mg a 0,02 mg por año.

#### Prueba de coloración

La prueba de coloración es por comparación valiéndose de un disco giratorio montado sobre una cámara donde se coloca una probeta con el aceite de la muestra. A través de la mirilla se observa tanto el color de la muestra como el color del disco. Se gira el disco hasta igualar ambos colores hasta obtener el grado de color correspondiente al aceite de muestra. Cuando un aceite se ha oscurecido rápidamente, es indicativo de que algo está ocurriendo dentro del equipo. Aceites nuevos: color 0,5 (claro y transparente). Aceites degradados color 4,5 o más (rojizo, vino y con sedimentos). En la gráfica de la figura 25 Guía para evaluar aceites para transformadores, se puede ver los siete estados del aceite, excelente, bueno, aceptable, marginal, malo, muy malo, extremadamente malo.

Figura 25. **Guía para evaluar aceites para transformadores**



Fuente: ESP Engineering, Manual de mantenimiento de Subestaciones. p.65.

### Rigidez eléctrica

Es la tensión a la cual el aceite permite la formación de un arco. La rigidez dieléctrica permite medir la aptitud de un aceite para resistir las sollicitaciones dieléctricas dentro de un transformador o interruptor.

Un aceite limpio y seco se caracteriza por tener una alta rigidez dieléctrica (típicamente 60 kV/0,1 ). La presencia de agua, sólidos y sustancias polares reducen sensiblemente su rigidez dieléctrica. Valores menores a 30 kV son insatisfactorios.

## Inhibidor de Oxidación

El es un aditivo incorporado al aceite, que retarda su degradación por oxidación. El mecanismo de acción es ataque a peróxidos, formando moléculas inocuas. Un aceite inhibido se degrada más lentamente que un aceite no inhibido, siempre que el inhibidor esté presente. Cuando el inhibidor de oxidación se agota, el aceite se oxida muy rápidamente. Por ello es importante establecer la concentración de inhibidor y su velocidad de consumo. Una velocidad de consumo anormalmente alta puede indicar la existencia de puntos calientes en el transformador. Valores inferiores al 0,1 % se consideran insatisfactorios.

## Agua

El agua puede provenir del aire atmosférico o de la degradación de la celulosa (aislante sólido del transformador). Contenidos bajos de agua (hasta 30 ppm) permanecen en solución y no cambian el aspecto del aceite. Cuando el contenido de agua supera el valor de saturación, aparece agua libre en forma de turbidez o gotas decantadas. El agua disuelta afecta las propiedades dieléctricas del aceite: disminuye la rigidez dieléctrica y aumenta el factor de potencia dieléctrica.

En un transformador, el agua se reparte entre el aceite y el papel, en una relación predominante hacia el papel. Un alto contenido de agua acelera la degradación de la celulosa, reduciendo la vida útil del aislante sólido.

Contenidos superiores a 20 ppm se consideran insatisfactorios.

## Tensión interfacial

La tensión interfacial entre el aceite y el agua define la capacidad del aceite de encapsular moléculas de agua y sustancias polares. Un aceite con alta tensión interfacial será capaz de mantener elevada rigidez dieléctrica aunque el aceite incorpore agua. Opuestamente, un aceite con baja tensión interfacial no recuperará su rigidez dieléctrica, aunque sea deshidratado y purificado.

El descenso paulatino de la tensión interfacial es señal de envejecimiento del aceite o de mezcla de un aceite dieléctrico con otro lubricante industrial. Valores menores de 25 dyn/cm se consideran insatisfactorios.

### **2.6.3.3.2. Gases disueltos**

El aceite tiene como funciones principales aislar eléctricamente, extinguir arcos y disipar el calor. Cuando una de estas funciones falla, la anomalía del transformador deja sus huellas en el aceite en forma de:

- Compuestos pesados (lacas, barnices y carbón)
- Compuestos livianos (gases de hidrocarburos)

Estudiando los gases disueltos en el aceite, puede examinarse el estado eléctrico interno del transformador sin necesidad de desencubarlo. Los gases clave son:

- Metano
- Etano
- Etileno

- Acetileno
- Hidrógeno

Ante una falla térmica que produzca calentamiento, el aceite absorberá energía y reaccionará liberando metano e hidrógeno. Si el calentamiento es severo, liberará también etileno. Y si existen asociados arcos de alta energía, el aceite generará acetileno.

#### Acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>)

Este gas es generado por alta temperatura superior a 500 °C y es causado por una falla con presencia de arco. Esto podría ser razón de alarma, si la generación de gas resulta grande en un período corto de tiempo. En algunos casos, transformadores con altas corrientes pueden causar arcos en los componentes de acero, y un análisis total de los gases se requiere antes de realizar cualquier trabajo.

#### Metano (CH<sub>4</sub>)

Este gas se produce debido a descargas parciales o descomposición térmica del aceite y no es común en transformadores con corrientes altas. Sin embargo, es importante determinar el grado de producción.

#### Etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>)

Este gas normalmente se genera por descomposición térmica del aceite.

### Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>)

Este gas normalmente se genera por descomposición térmica del aceite o el aislamiento.

### Hidrógeno (H<sub>2</sub>)

Este gas se genera en cualquier incipiente falla, tanto con descargas de baja o alta energía con electrólisis de agua. En descargas de alta energía, los principales gases son acetileno e hidrógeno, normalmente en relación 1 a 2.

### Monóxido de carbono (CO)

Este gas puede indicar envejecimiento térmico o descargas en partículas del aislamiento de celulosa.

### Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)

El dióxido de carbono se genera por envejecimiento térmico o descargas en partículas del material aislante. Si la relación de CO<sub>2</sub> a CO es mayor de 11, algún sobrecalentamiento está afectando al aislamiento de celulosa.

### Totalidad de gases combustibles

La totalidad de gases combustibles se indica como porcentaje de la totalidad de gases (sin incluir a CO<sub>2</sub> por no ser combustible). Niveles aceptables varían con el tipo de transformador y su ciclo de trabajo. Por tanto, las tendencias son importantes, y son necesarios datos históricos para determinar acciones a seguir.

Niveles que exceden 5 % requieren incrementar la frecuencia de extracción de muestras. Se aconseja en este caso consultar al fabricante para una interpretación de algún dato cuestionable.

- Métodos de interpretación de resultados

Existen numerosos métodos disponibles para asistir la interpretación de los datos de gases disueltos en el aceite. Generalmente, se utilizan las relaciones de los diferentes gases, algunos de los métodos utilizados son por ejemplo:

- Las relaciones de rogers
- Duval triangle
- Domenburg

Estos métodos dan alguna indicación de las posibles áreas involucradas. Los laboratorios utilizan estos métodos para la interpretación del ensayo y dan sus recomendaciones. Se requieren generalmente datos históricos para dar una más precisa visión de los gases generados, y su acumulación durante algunos ciclos tiene una significativa influencia en los análisis. Se requiere repetir para un análisis completo.

Figura 26. **Método de Rogers para interpretación de resultados de las pruebas aceite dieléctrico**

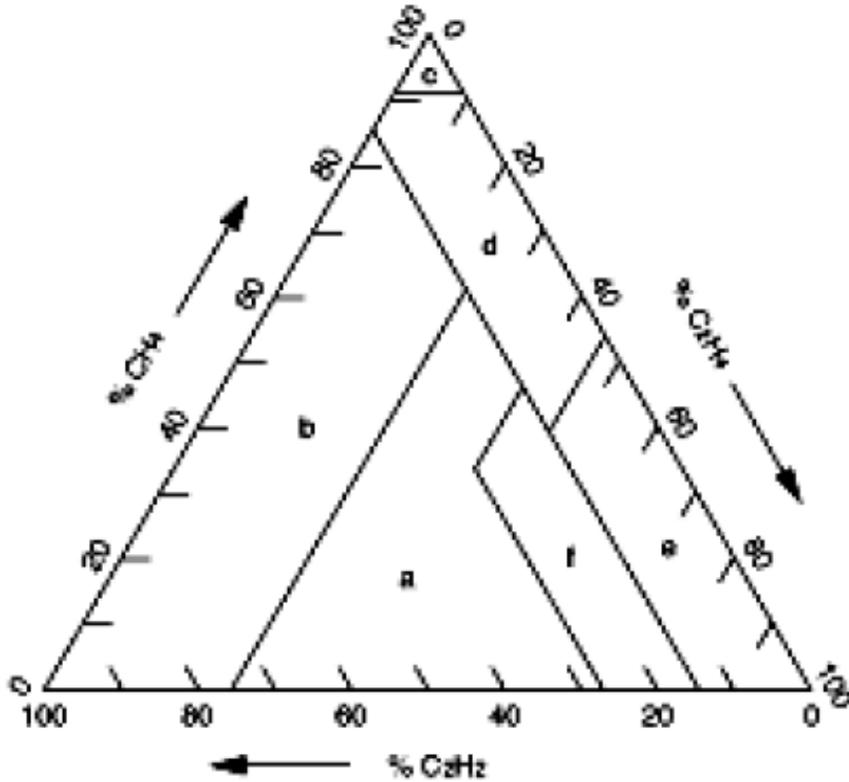
Relación de gases	Tipo de gas	Rango	Código
(A) CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	Metano/hidrógeno	< 0.1	5
		0.1 a 1	0
		1 a 3	1
		>3	2
(B) C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /CH <sub>4</sub>	Etano/metano	<1	0
		>1	1
(C) C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Etileno/etano	<1	0
		1 a 3	1
		>3	2
(D) C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Acetileno/etileno	< 0.1	0
		0.1 a 3	2

(A)	(B)	(C)	(D)	Características de la falla generalizada
0	0	0	0	Ninguna falla; deterioro normal.
5	0	0	0	Descargas parciales de baja densidad de energía; posible fisura; controlar los niveles de CO.
5	0	0	1	Descargas parciales de alta densidad de energía; posible fisura; controlar los niveles de CO.
0	0	0	1	Descargas de baja energía; contorneo sin potencia.
0	0	1	>0	Descargas de baja energía; chisporroteo continuo a potencial flotante.
0	0	2	>0	Descargas de alta energía; arco con potencia a través del aislamiento del conductor con calentamiento localizado.
0	0	1	0	Sobrecalentamiento de la aislación del conductor.
1	0	0	0	Falla térmica de bajo rango de temperatura (< 150 °C).
> 0	1	0	0	Falla térmica rango de temperatura de 100 a 200 °C.
1	0	1	0	Falla térmica rango de temperatura de 150 a 300 °C; con sobrecalentamiento del conductor.
>0	0	2	0	Falla térmica de alta temperatura (300 a 700 °C) contactos defectuosos, núcleo, corrientes de circulación en el tanque, etc.

Fuente: ESP Engineering, Manual de mantenimiento de Subestaciones. p.69.

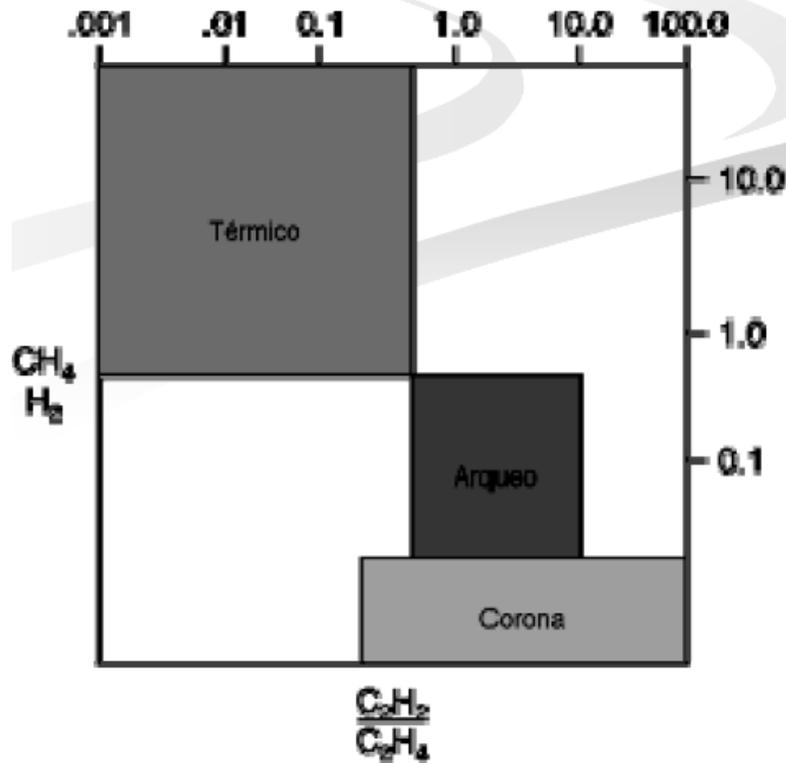
Figura 27. Método Triangulo de Duval para interpretación de resultados de las pruebas aceite dieléctrico



- a. Arcos de alta energía.
- b. Arcos de baja energía.
- c. Descargas corona.
- d. Calentamiento  $T < 200^{\circ}\text{C}$ .
- e. Calentamiento  $200^{\circ}\text{C} < T < 400^{\circ}\text{C}$ .
- f. Calentamiento  $T > 400^{\circ}\text{C}$ .

Fuente: ESP Engineering, Manual de mantenimiento de Subestaciones. p.70.

Figura 28. **Método de Dömenburg para interpretación de resultados de las pruebas aceite dieléctrico**

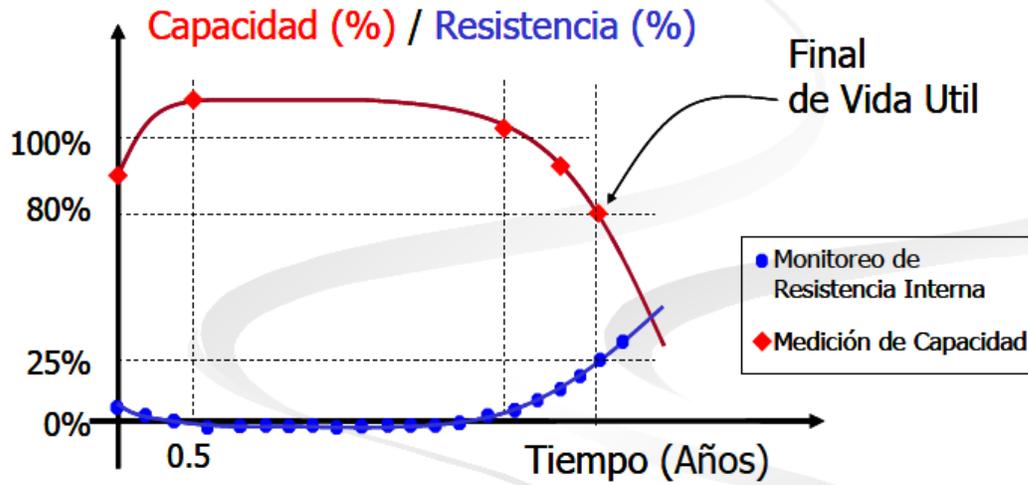


Fuente: ESP Engineering, Manual de mantenimiento de Subestaciones. p.70.

#### 2.6.3.4. **Medición de conductancia**

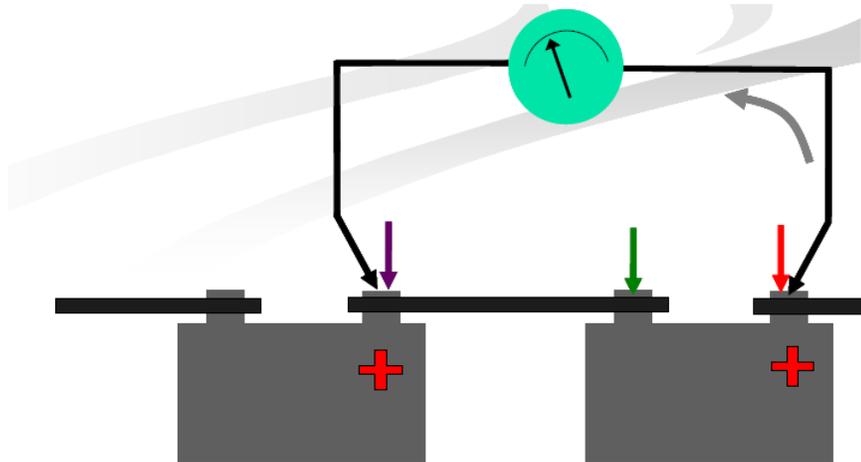
Baterías: los sistemas críticos (CC, sistemas de parada segura, detección de incendios, comunicaciones, protecciones, generadores de emergencia, etc.) están dotados de energía de respaldo proveniente de baterías. Cada batería está formada por un conjunto de celdas. Estas pueden ser de níquel-cadmio o de plomo-ácido. Se ha comprobado que la disminución del valor de conductancia con el tiempo es indicativa de la pérdida de vida útil.

Figura 29. Gráfica de capacidad y resistencia



Fuente: ESP Engineering, Manual de mantenimiento de Subestaciones. p.71.

Figura 30. Técnica para medir conductancias



Fuente: ESP Engineering, Manual de mantenimiento de Subestaciones. p.71.

### **2.6.3.5. Resistencia de aislamiento**

Aislante eléctrico es toda sustancia cuya conductividad es tan pequeña, que el paso de la corriente a través de ella es prácticamente despreciable. Esta pequeña corriente se llama de fuga.

El aislamiento eléctrico se degrada con el tiempo debido a las distintas fatigas que se le imponen durante su vida normal de trabajo. El aislamiento está diseñado para resistir esas fatigas por un periodo 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.

Los propósitos de las pruebas de diagnóstico son:

- Identificar el incremento de envejecimiento
- Identificar la causa de este envejecimiento
- Identificar las acciones para corregir esta situación

Existen cinco causas básicas para la degradación del aislamiento. Ellas interactúan una con otra y ocasionan una espiral gradual de declinación en la calidad del aislamiento.

Fatiga eléctrica: el aislamiento se diseña para una aplicación particular. Las sobretensiones y las bajas tensiones ocasionan fatiga anormal dentro del

aislamiento que puede conducir a agrietamiento y laminación del propio aislamiento.

Fatiga mecánica: los daños mecánicos, tales como golpear un cable cuando se excava una trinchera, son bastante obvios pero la fatiga mecánica también puede ocurrir por operar una máquina fuera de balance o por paros y arranques frecuentes. La vibración resultante al operar la máquina puede ocasionar defectos dentro del aislamiento.

Ataque químico: aunque es de esperarse la afectación del aislamiento por vapores corrosivos, la suciedad y el aceite pueden reducir la efectividad del aislamiento.

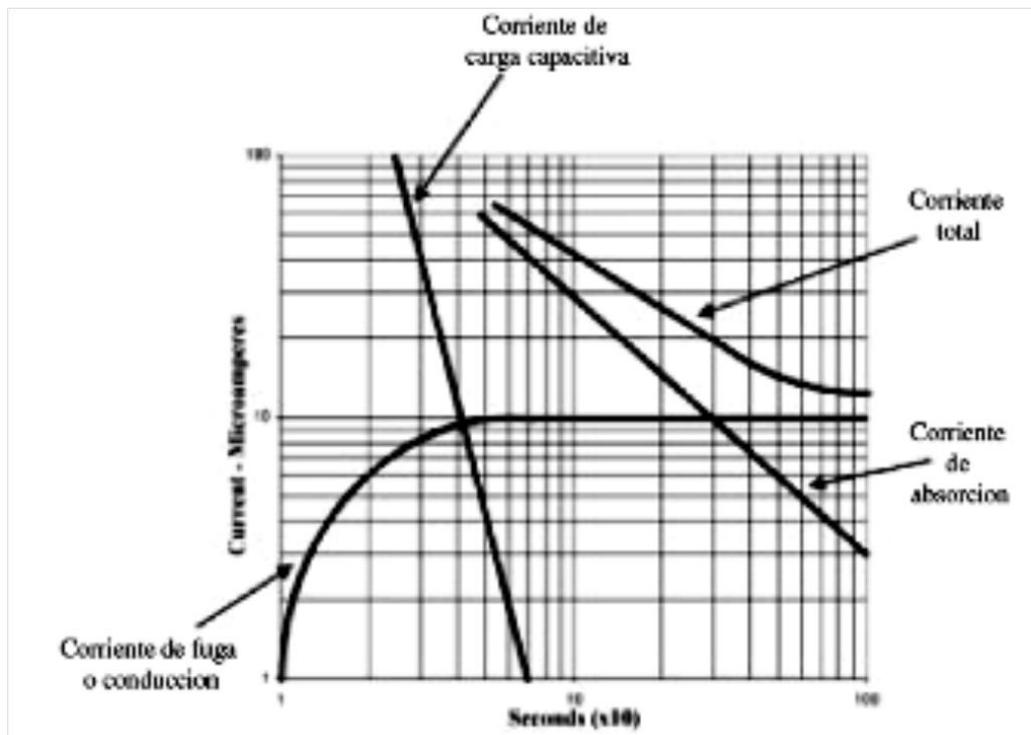
Fatiga térmica: la operación de una maquinaria en condiciones excesivamente calientes o frías ocasionará sobre expansión o sobre contracción del aislamiento que darán lugar a grietas y fallas. Sin embargo, también se incurre en fatigas térmicas cada vez que la máquina se arranca o se para. A menos que la maquinaria esté diseñada para uso intermitente, cada paro y cada arranque afectarán adversamente el proceso de envejecimiento del aislamiento.

Contaminación ambiental: la contaminación ambiental abarca una multitud de agentes que van desde la humedad por procesos hasta la humedad de un día húmedo y caluroso; también el ataque de roedores que roen su camino en el aislamiento.

Medición de la resistencia de aislamiento: si se aplica un tensión de prueba a través de una pieza de aislamiento, luego por medición de la corriente

resultante y aplicando la Ley de Ohm ( $R = E / I$ ), se puede calcular la resistencia de aislamiento.

Figura 31. Componentes de la corriente de prueba



Fuente: ESP Engineering, Manual de mantenimiento de Subestaciones. p.73.

La prueba de lectura puntual (spot): la prueba de lectura puntual (spot) es la más simple de todas las pruebas de aislamiento y la más asociada con los probadores de aislamiento de tensión más bajo; la tensión de prueba se aplica por un periodo corto específico de tiempo (generalmente 60 segundos puesto que usualmente cualquier corriente de carga capacitiva decaerá en este tiempo) y luego se toma una lectura.

La lectura se puede comparar con las especificaciones mínimas de la instalación. A menos que el resultado sea catastróficamente bajo, se usa mejor cuando tienda hacia los valores obtenidos previamente.

Prueba de Índice de Polarización: la implementación más simple de la prueba de tiempo-resistencia para un aislamiento sólido se representa por la prueba popular Índice de Polarización (IP), que requiere sólo dos lecturas seguidas por una división simple; La lectura de un-minuto se divide entre la lectura de diez-minutos para obtener una relación. El resultado es un número puro y se puede considerar independiente de la temperatura puesto que la masa térmica del equipo que se está probando generalmente es tan grande que el enfriamiento total que tiene lugar durante los diez minutos de la prueba es despreciable.

Tabla XXV. **Índice de polarización de la condición del aislamiento**

<b>Índice de polarización de la condición del aislamiento</b>	
< 1	Pobre
1-2	Cuestionable
2-4	OK
> 4	Bueno

Fuente: elaboración propia.

Prueba de Índice de Polarización en transformadores: la prueba IP no es adecuada para transformadores llenos con aceite. El concepto depende de las estructuras relativamente rígidas de los materiales aislantes sólidos. Debido a que la prueba IP se define por este fenómeno, no se puede aplicar con éxito a materiales fluidos puesto que el pasaje de la corriente de prueba a través de

una muestra llena de aceite crea corrientes de convección que constantemente forman remolinos en el aceite, lo que da lugar a una carencia caótica de estructura que se opone con la premisa básica sobre la que descansa la prueba IP.

Prueba de Descarga Dieléctrica (DD): el objeto en prueba se carga primero de 10 a 30 minutos a alto tensión hasta que haya tenido lugar la absorción total. Sólo la corriente de fuga continúa fluyendo. En este punto se remueve la tensión de prueba y el aislamiento se descarga a través de los resistores internos del instrumento para descargar rápidamente la carga capacitiva. Después de 60 segundos de descarga, se mide cualquier flujo de corriente remanente. Los resultados medidos se introducen en la fórmula y se calcula un índice.

$$\frac{\text{Corriente que fluye después de 1 minuto (nA)}}{\text{Voltaje de prueba (V) x Capacitancia (mF)}} \quad (\text{ecuación 1})$$

Tabla XXVI. **Índices de Descarga Dieléctrica (DD)**

Valor DD (en mA V <sup>-1</sup> F <sup>-1</sup> )	Condiciones del aislamiento
> 7	Malo
4-7	Pobre
2-4	Cuestionable
< 2	Ok

Fuente: elaboración propia.

Terminal de guarda: la guarda es un circuito de derivación que desvía la corriente de fuga superficial en torno de la función de medición. Si existen

trayectorias de fuga paralelas, una conexión de guarda las eliminará de la medición y dará una lectura más precisa de la fuga entre los elementos restantes.

#### **2.6.3.6. Prueba de rigidez dieléctrica**

Se aplica el alto potencial normalmente en CC al espécimen bajo prueba, en pasos de 5 o de 10 kV, anotándose en cada paso la corriente de fuga en microAmper a través del aislamiento, después de que se haya estabilizado el micro amperímetro.

Cuando se llega al máximo tensión de prueba, indicado por el fabricante, este se mantiene finalmente hasta completar 15 minutos de prueba. Conociendo el tensión de prueba y la corriente de fuga a través del aislamiento, se puede determinar la resistencia de aislamiento aplicando la Ley de Ohm.

#### **Advertencia**

El diagnóstico de los cables, después de instalados, utilizando métodos convencionales como la Prueba de Rigidez Dieléctrica en corriente directa, está cuestionado a nivel mundial, por varias razones como son:

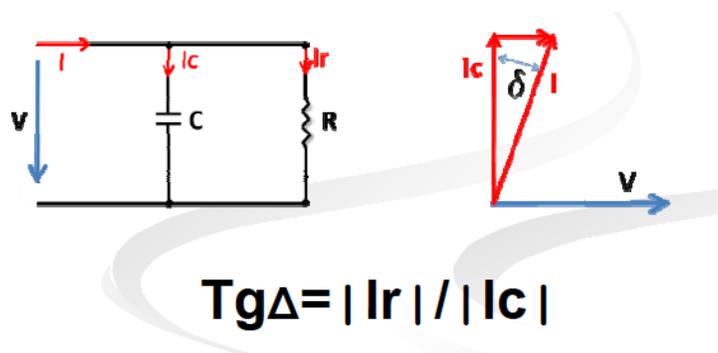
- Esta comprobado que al aplicar esta prueba en tensión directa a cables en servicio se contribuye a deteriorar el aislamiento.
- Necesita la aplicación de tensiones de varias veces la nominal de los cables y esto contribuye, en alguna medida, a acelerar el deterioro del aislamiento.

- La prueba se hace con tensión directa en lugar de hacerse a la frecuencia industrial por lo cual las condiciones son diferentes de las condiciones normales de operación del cable.
- Se comprobó que el hecho de que un cable pase la prueba la Prueba de Rigidez Dieléctrica en tensión directa, no garantiza que el aislante esté en buenas condiciones porque hay defectos masivos del aislamiento que no pueden ser detectados por dicha prueba.

### 2.6.3.7. Factor de potencia del aislamiento

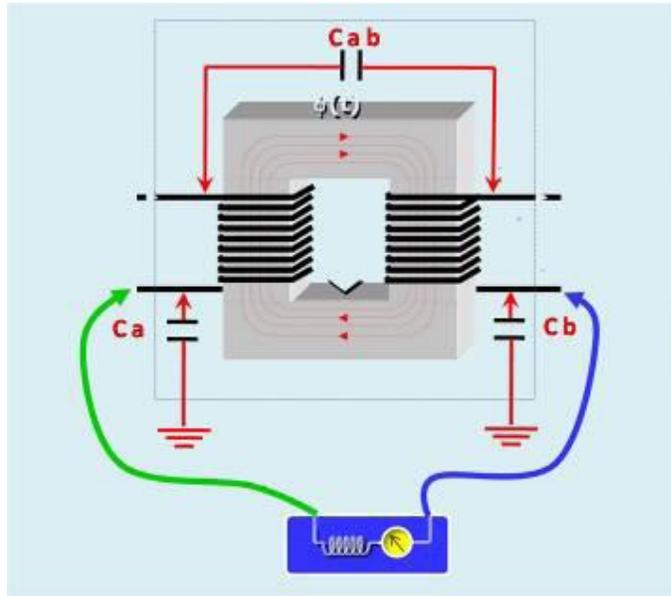
Un aislante sometido a un campo eléctrico alterno da lugar a pérdidas. Estas pérdidas dependen de la naturaleza del aislante, del campo específico, de la temperatura y de la frecuencia se las designa generalmente por el ángulo de pérdidas, que es el complemento de la diferencia de fase entre la tensión sinusoidal aplicada a este aislante y la corriente de la misma frecuencia que atraviesa el aislante. Para ello se aplica tensión al aislante (2,5 a 10 kV) y se miden las pérdidas con un medidor adecuado.

Figura 32. Gráfico de  $Tg \Delta$



Fuente: ESP Engineering, Manual de mantenimiento de Subestaciones. p.77.

Figura 33. **Conexiones prueba de factor de potencia del aislamiento**



Fuente: ESP Engineering, Manual de mantenimiento de Subestaciones. p.77.

Tabla XXVII. **Pruebas de factor de potencia**

#	Devanado Energizado	Devanado Puesto a Tierra	Devanado Guardado	LV Switch	Medida
1	Alta	Baja		GST Ground	$C_a + C_b$
2	Alta		Baja	GST Guard	$C_a$
3	Baja	Alta		GST Ground	$C_b + C_b$
4	Baja		Alta	GST Guard	$C_b$
5	Alta-Baja			GST Ground	$C_a + C_b$

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXVIII. **Valores típicos del Tg  $\Delta$**

<b>Tipo</b>	<b>Valor Típico a 20°C</b>
Transformadores Nuevos	0,25 – 1,0 %
Transformadores Viejos	0,75 – 1,5 %
Transformadores de Distribución	1,5 – 5,0 %
Devanados Estatorico Maquina R	0,2 – 0,8 %
Bushing secos	3,0 10,0 %

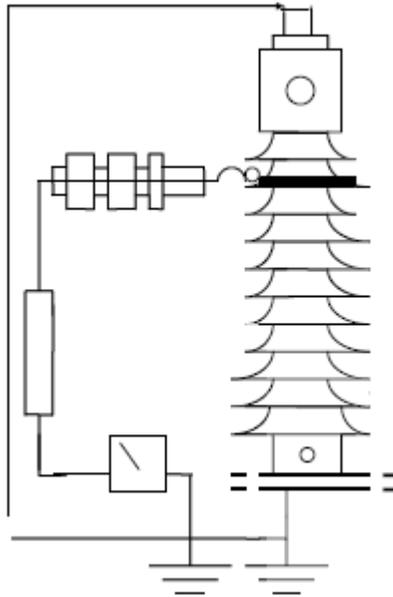
Fuente: elaboración propia.

Prueba de collar caliente: esta es una prueba para detectar contaminación o fisuras en las porcelanas y es muy importante para discriminar los altos valores de F.P. en un transformador.

Se limpia perfectamente la boquilla en su exterior y en el 2º faldón de arriba se le coloca una banda conductora bien ajustada por donde se aplica el potencial del equipo de prueba; la otra terminal (lv) se conecta en el conector normal de la boquilla.

Se realiza la prueba tomándose las lecturas de mVA y de mW el valor mas importante resulta ser la fuga de potencia en (mW), cuyo valor no deberá ser mayor de 6 mW.

Figura 34. **Conexiones para prueba de collar caliente**



Fuente: elaboración propia, con programa de Visio.

#### **2.6.3.8. Descargas parciales**

Descarga Parcial (DP) se define como un pulso eléctrico en un pequeño volumen lleno de gas. Este pulso o descarga, en forma de arco eléctrico de alta frecuencia, puentea una porción del aislante, lo va deteriorando hasta resultar en una falla de aislamiento.

Los ensayos de DP consisten en medir la magnitud y cantidad de los pulsos de descarga, junto con la distribución de estos pulsos sobre la onda sinusoidal fundamental (60 Hz en nuestro caso). El incremento en la actividad de DP es un indicativo de que se está desarrollando una falla incipiente.

Cualquier conjunto de valores de DP medidos en un momento dado son de poco valor por sí solos, salvo casos excepcionales donde la magnitud sea excesiva. Su relevancia radica en la evaluación de la tendencia observada en varias mediciones a lo largo del tiempo y su comparación con otros casos similares.

#### **2.6.3.9. Relación de transformación**

La relación de transformación se define como la relación de espiras o de tensiones entre los devanados primario y secundario de los transformadores.

$$N_p/N_s = E_p/E_s$$

El método más utilizado para llevar a cabo la prueba de relación de transformación, es con el medidor de relación de vueltas TTR por sus siglas en inglés, mediante la aplicación de esta prueba, es posible detectar cortocircuitos entre espiras, polaridad, secuencia de fases, circuitos abiertos, etc.

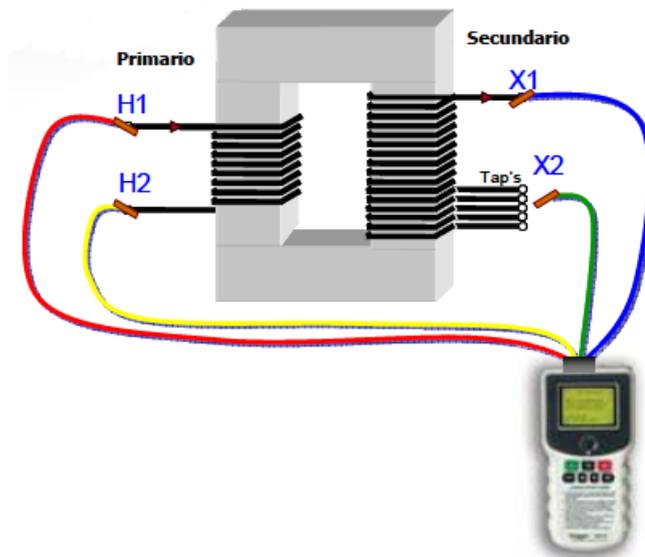
Para desarrollar esta prueba se calcula la relación de transformación para cada uno de los TAP, de acuerdo a los datos de placa del transformador, tanto en alta tensión como en baja tensión. Colocando el TAP del cambiador de tomas, de baja tensión, en TAP nominal y midiendo la relación de transformación en cada una de las posiciones y para cada fase, del cambiador de tomas de alta tensión. Colocando el TAP del cambiador de tomas, de alta tensión, en TAP nominal y midiendo la relación de transformación en cada una de las posiciones y para cada fase, del cambiador de tomas de baja tensión.

El porcentaje (%) de error de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\%E = (RPM) - (RC) \times 100 / (RC) \quad (\text{ecuación 2})$$

El error no debe ser mayor de  $\pm 0,5\%$ .

Figura 35. **Conexión para medir la relación de transformación**



Fuente: elaboración propia, con programa de Visio.

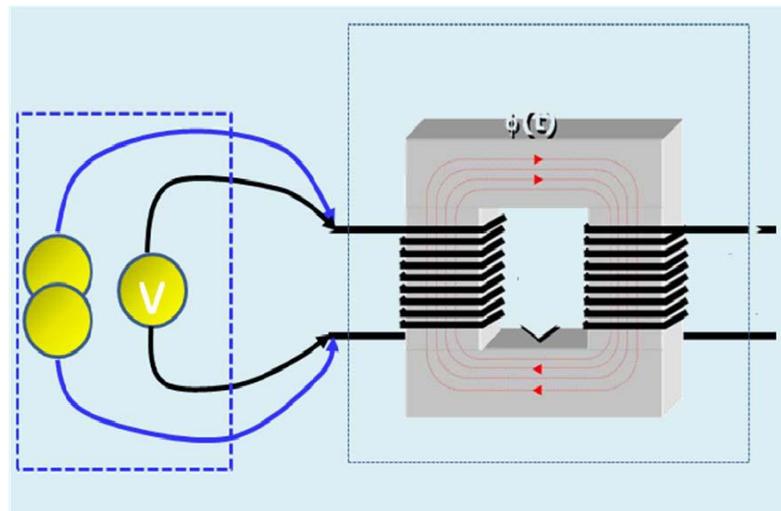
### 2.6.3.10. Resistencia de devanado

Con esta prueba se persigue la determinación de la resistencia óhmica de los devanados de cada fase de la máquina. Esta prueba en lo práctico dará una indicación clara de la integridad de los bobinados y el conexionado (falsos contactos o puntos de alta resistencia en las soldaduras). En lo específico se realiza para la comprobación del cálculo de pérdidas totales de una máquina eléctrica.

El ensayo inyecta una elevada corriente continua sobre el bobinado con tensiones relativamente bajas, mientras registra la tensión que aparece en bornes. La resistencia es el cociente entre ambos valores una vez que ambos llegan a ser estables. La medida debe ser corregida en temperatura y el resultado debe de ser comparable con las medidas del protocolo de fábrica. La medida ha de ser realizada a cuatro hilos para evitar incluir en el circuito de medida la resistencia extra de los cables de ensayo de corriente y las resistencias de contacto.

Los resultados de las mediciones de esta prueba deben ser muy similares entre las 3 fases de cada uno de los devanados. Cuando existan discrepancias, esto es indicativo de un falso contacto interno de la fase que presente mayor valor.

Figura 36. **Conexión para la prueba de resistencia de devanados**



Fuente: ESP Engineering, Manual de mantenimiento de Subestaciones. p.81.

### **2.6.3.11. Resistencia de contacto**

Con esta prueba se persigue la determinación de la resistencia óhmica de los contactos en cada polo de los interruptores. Esta prueba dará una indicación clara de la integridad de los mismos. Tratándose de interruptores donde existen puntos de contacto a presión, y que interrumpen altas corrientes de operación y de fallas, estos se deterioran con mayor facilidad dependiendo del número de operaciones.

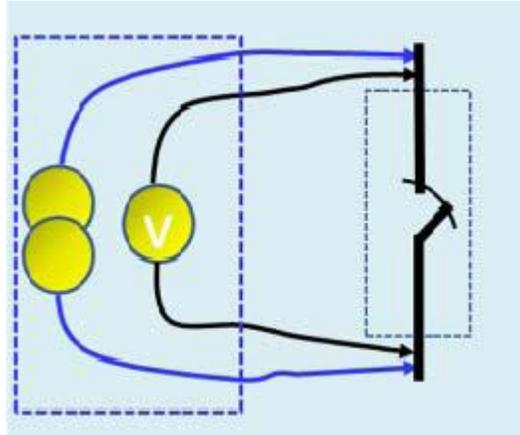
Los datos del fabricante son muy importantes para la comparación contra los valores obtenidos en campo con el fin de proceder a su revisión o cambio.

El ensayo inyecta una elevada corriente continua (100 A) con tensiones relativamente bajas, mientras registra la tensión que aparece en bornes. La resistencia es el cociente entre ambos valores una vez que ambos llegan a ser estables.

La medida debe ser corregida en temperatura y el resultado debe de ser comparable con las medidas del protocolo de fábrica. La medida ha de ser realizada a cuatro hilos para evitar incluir en el circuito de medida la resistencia extra de los cables de ensayo de corriente y las resistencias de contacto.

Los resultados de las mediciones deben ser menor o igual a 250  $\mu\Omega$  (microhmio) y muy similares entre las 3 fases del interruptor. Cuando existan discrepancias, esto es indicativo de erosión en el contacto.

**Figura 37. Conexión para prueba de resistencia de aislamiento**



Fuente: ESP Engineering, Manual de mantenimiento de Subestaciones. p.82.

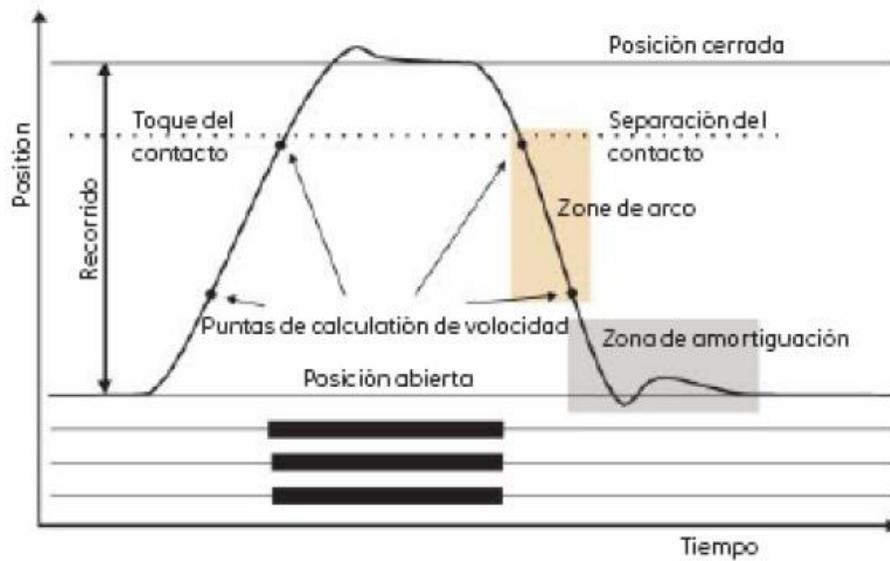
#### **2.6.3.12. Tiempos de operación de interruptores y simultaneidad de contactos**

El objetivo de la prueba es la determinación de los tiempos de operación de los interruptores de potencia en sus diferentes formas de maniobra, así como la verificación del sincronismo de sus polos o fases. El principio de la prueba se basa en una referencia conocida de tiempo trazado sobre el papel del equipo de prueba, se obtienen los trazos de los instantes en que los contactos de un interruptor se tocan o se separan a partir de las señales de apertura y cierre de los dispositivos de mando del interruptor, estas señales de mando también son registradas sobre la gráfica, la señal de referencia permite medir el tiempo y la secuencia de los eventos anteriores.

- Tiempo de apertura: es el tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de disparo, hasta el instante en que los contactos de arqueado sean separados.

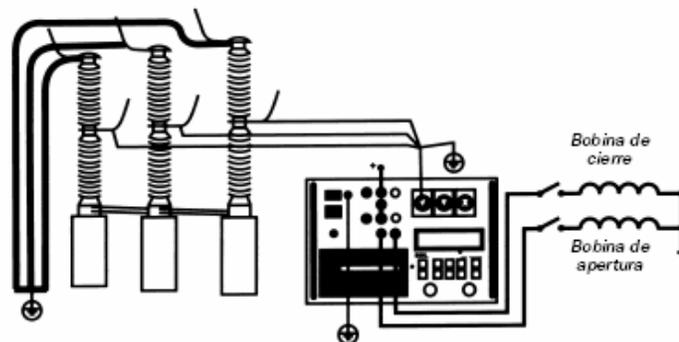
- Tiempo de cierre: es el intervalo de tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de cierre, hasta el instante en que se tocan los contactos primarios de arqueo en todos los polos.
  
- Pruebas: las pruebas o mediciones tanto para mantenimiento como para puesta en servicio de un interruptor.
  - Determinación del tiempo de apertura
  - Determinación del tiempo de cierre
  - Determinación del tiempo cierre – apertura en condición de (trip – free) o sea, el mando de una operación de cierre y uno de apertura en forma simultánea, se verificará además el dispositivo de antibombeo.
  - Determinación del sincronismo entre contactos de una misma fase, tanto en cierre como en apertura.
  - Determinación de la diferencia en tiempo entre los contactos principales y contactos auxiliares de resistencia de inserción, ya sean estos para apertura o cierre.
  - Determinación de los tiempos de retraso en operación de recierre

Figura 38. **Gráfica del comportamiento de la prueba de apertura y cierre**



Fuente: ESP Engineering, Manual de mantenimiento de Subestaciones. p.84.

Figura 39. **Conexión para la prueba de apertura y cierre**



Fuente: ESP Engineering, Manual de mantenimiento de Subestaciones. p.84.

### **2.6.3.13. Medición de resistencia de puesta a tierra**

#### Método de la caída de potencial

El método consiste en pasar una corriente ( $I$ ) a través la jabalina y notar la influencia de esta corriente sobre el tensión medido ( $V$ ) ente la jabalina y un electrodo de medición de tensión ubicado a una distancia  $x$  de la jabalina. La corriente ( $I$ ) retorna a través de un electrodo auxiliar de corriente que se coloca a una distancia ( $d$ ) de dicha jabalina.

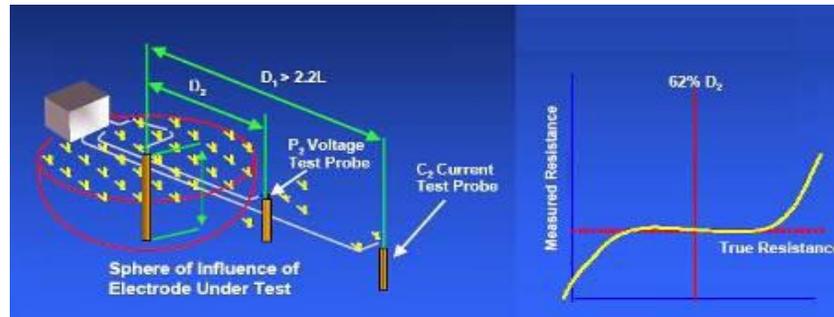
A un espaciamiento ( $x$ ) se tiene que  $R = V/I$ . Si se toma como referencia el potencial de la jabalina, se puede decir que  $V = 0$  cuando  $x = 0$ . La medición se repite para varias distancias ( $x$ ) de manera de graficar  $R$  en función de  $x$ . Si se obtiene una porción de la curva claramente plana, el valor de ( $R$ ) en esa porción es el que se toma como la resistencia de puesta a tierra de la jabalina.

Para obtener una porción plana de la curva, es necesario que el electrodo de corriente esté a una distancia ( $d$ ) efectivamente fuera de la influencia del electrodo de puesta a tierra a ser probado, ver figura 40.

## **2.7. Programa de mantenimiento preventivo**

La programación de las actividades de mantenimiento preventivo se puede hacer en función del lugar o campo en donde se va a hacer la intervención, ver tabla XXIX.

Figura 40. **Conexión para medir la resistencia de puesta a tierra**



Fuente: ESP Engineering, Manual de mantenimiento de Subestaciones. p.84.

Tabla XXIX. **Criterios para programar fechas a mantenimientos rutinarios y no rutinarios**

Lugar o Campo	Programación	Criterio
Llegada	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fines de semana.</li> <li>- Días de menor consumo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se requiere coordinación con las empresas o centros de costo que despachan la energía a la subestación donde se va a realizar el mantenimiento.</li> <li>- Para desenergizar la llegada debe desenergizarse también la línea de llegada.</li> <li>- Al reducirse el flujo de potencia de llegada, también se reducirá el flujo de potencia despachada.</li> </ul>
Salida	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fines de semana.</li> <li>- Días de menor consumo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se requiere coordinación y aviso a los consumidores o centros de costo a los que se despacha la carga.</li> <li>- El flujo de potencia de salida se reduce.</li> </ul>

Continuación de la tabla XXIX.

Interconexión	Días particulares.	- Debido a sus características es posible programar las intervenciones en días particulares. - El flujo de potencia puede desviarse por otro circuito similar.
Transformación	Fines de semana.  - Días de menor consumo.	- Debido a su complejidad y a que son los encargados de la transmisión de potencia, se deben buscar días de menor consumo para programar la intervención. - La complejidad de estos circuitos y la cantidad de equipos que los componen, obliga a que las actividades se programen al menos para dos días.
Barras colectoras	Fines de semana o Días de menor consumo (simple barra)  Días particulares (barra partida o más de una barra).	- Ya que los equipos se conectan a las barras para tomar la energía a transmitir, para desenergizar la barra se requiere desenergizar gran parte de la subestación, para disposiciones de simple barra. - Si el sistema tienen una disposición de barra partida o de más de una barra, es posible desenergizar la barra en la cual se va a efectuar el mantenimiento sin interrumpir el servicio, pero aún así existirán equipos que deban quedar desenergizados.
Circuitos especiales	- Días particulares.	Ya que la función de estos circuitos no consiste en la transmisión de potencia o interconexión de circuitos, es posible programar las intervenciones en cualquier día.

Fuente: elaboración propia.

### 2.7.1. Transformador de potencia

Es un dispositivo que no tiene partes móviles, el cual transfiere la energía eléctrica de un circuito u otro bajo el principio de inducción electromagnética. La transferencia de energía la hace por lo general con cambios en los valores de voltajes y corrientes.

Tabla XXX. Plan de mantenimiento para el transformador de potencia

Plan: TRANSFORMADOR DE POTENCIA		Régimen: Fechas		Unidad:			
Parte	Actividad	Frecuencia	Duración	Prioridad	Tipo	Clasificación 1	
\INSPECCION VISUAL Y MECANICA	Inspeccion físicas y mecánicas	6 Mes(es)	0 h 35 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Inspección general de las conexiones	1 Mes(es)	0 h 10 m	Baja	Preventivo	METROLOGIA	
	Inspeccion, pruebas recomendadas por el fabricante	1 Año(s)	2 h 00 m	Baja	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Inspeccione los anclajes y puesta a tierra	6 Mes(es)	0 h 10 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Limpieza de bushing	6 Mes(es)	1 h 00 m	Media	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Limpieza de gabinete de control	6 Mes(es)	1 h 00 m	Media	Preventivo	PROTECCIONES	
	Verificar alarma, control y disparo de temperatura	2 Mes(es)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES	
	Verificar correcto funcionamiento de ventiladores	6 Mes(es)	0 h 10 m	Media	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Verificar el correcto nivel de aceite en el tanque	1 Año(s)	0 h 10 m	Baja	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Verificar la operacion correcta de alarmas	1 Mes(es)	0 h 10 m	Baja	Preventivo		
	Verificar que exista presion positiva en el tanque	1 Año(s)	0 h 15 m	Media	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
\PRUEBAS ELECTRICAS	Inspeccion termografica de cableado y contactos	2 Mes(es)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA	
	Medir aislamiento de devanados	1 Año(s)	2 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA	
	Medir el factor de potencia	1 Año(s)	0 h 10 m	Baja	Preventivo	OBRA CIVIL	
	Medir la reacion de transformacion	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES	
	Medir reactancias de dispersion	1 Año(s)	4 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Medir resistencia de aislamiento de devanados	1 Año(s)	4 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA	
	Prueba de corriente de excitación	1 Año(s)	4 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA	
	Prueba de gases disueltos al aceite	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA	
	Prueba TTR	1 Año(s)	4 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA	
Pruebas al aceite dielectrico	1 Año(s)	4 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA		

Fuente: MP9 Software.

## 2.7.2. Transformadores de corriente

. Su principal función es transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Tabla XXXI. **Plan de mantenimiento para el transformador de corriente**

Plan: TRANSFORMADOR DE CORRIENTE		Régimen: Fechas	Unidad:				
Parte	Actividad	Frecuencia	Duración	Prioridad	Tipo	Clasificación 1	
\ INSPECCION VISUAL Y MECANICA	Inspección anclajes, alineación y puesta a tierra	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Inspección físicas y mecánicas	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Inspección general de las conexiones	...	1 Año(s)	1 h 30 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA
	Limpieza de bushing	...	1 Año(s)	2 h 00 m	Media	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Limpieza de gabinete de control	...	1 Año(s)	2 h 00 m	Baja	Preventivo	PROTECCIONES
	Verificar el nivel del aceite de los bushing	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
	Verificar el sistema de puesta a tierra	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
	Verificar los circuitos de control y corriente	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
	Verificar los fusibles del primario y secundario	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Baja	Preventivo	PROTECCIONES
\ PRUEBAS ELECTRICAS	Medir el burdens en los terminales del trazo.	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
	Medir la corriente de excitación	...	1 Año(s)	4 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA
	Medir la resistencia de aislamiento	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA
	Verificar la polaridad del trazo. de corriente	...	1 Año(s)	2 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
	Verificar la relación de transformación	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
	Verificar los circuitos de corriente	...	1 Año(s)	0 h 10 m	Baja	Preventivo	PROTECCIONES

Fuente: MP9 Software.

### 2.7.3. Transformadores de potencial

La función es la de brindar mediante un primario devanado proporcionar, una conexión segura con los circuitos de Alta Tensión, para reducir el voltaje y aislar galvanicamente su lado secundario y conectarse de forma segura con los circuitos de medida en el lado de baja tensión.

Tabla XXXII. Plan de mantenimiento para el transformador de potencial

Plan: TRANSFORMADOR DE POTENCIAL		Régimen: Fechas		Unidad:			
Parte	Actividad	Frecuencia	Duración	Prioridad	Tipo	Clasificación 1	
INSPECCION VISUAL Y MECANICA	Inspeccion físicas y mecánicas	6 Año(s)	1 h 00 m	Baja	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Inspeccione los anclajes y puesta a tierra	6 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Inspeccione los anclajes y puesta a tierra	1 Año(s)	2 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Limpieza de bushing y gabinete de control	2 Año(s)	2 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Prueba Termografica	3 Mes(es)	1 h 00 m	Alta	Predictivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Verificar el nivel de aceite de los bushin	3 Año(s)	0 h 10 m	Baja	Predictivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Verificar los fusibles del primario y secundario	1 Año(s)	2 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES	
	Verifique los circuitos de control y comiente	2 Mes(es)	2 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
PRUEBAS ELECTRICAS	Mida el burdens en los terminales	2 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES	
	Mida la resistencia de aislamiento	2 Año(s)	2 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES	
	Prueba de resistencia ohmica de contactos	2 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES	
	Verificar la relacion de transformacion	2 Año(s)	2 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES	
	Verificar polaidad	2 Año(s)	2 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES	

Fuente: MP9 Software.

## 2.7.4. Transformadores de potencial capacitivo

Fueron desarrollados debido al alto costo de los transformadores de tensión inductivos.

Tabla XXXIII. Plan de mantenimiento para el transformador de potencial capacitivo

Plan: TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO		Régimen: Fechas	Unidad:				
Parte	Actividad	Frecuencia	Duración	Prioridad	Tipo	Clasificación 1	
\INSPECCION VISUAL Y MECANICA	Inspección anclajes, alineación y puesta a tierra	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Inspección físicas y mecánicas	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Inspección general de las conexiones	...	1 Año(s)	1 h 30 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA
	Limpieza de bushing	...	1 Año(s)	2 h 00 m	Media	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Limpieza de gabinete de control	...	1 Año(s)	2 h 00 m	Baja	Preventivo	PROTECCIONES
	Verificar el nivel del aceite de los bushing	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
	Verificar el sistema de puesta a tierra	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
	Verificar los circuitos de control y corriente	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
	Verificar los fusibles del primario y secundario	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Baja	Preventivo	PROTECCIONES
	\PRUEBAS ELECTRICAS	Medir capacitancia de la sección del capacitor	...	1 Año(s)	2 h 00 m	Alta	Preventivo
Medir el burdens en los terminales del trafo.		...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
Medir el factor de potencia		...	1 Año(s)	3 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA
Medir la resistencia de aislamiento		...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA
Verificar la polaridad del trafo. de potencial		...	1 Año(s)	2 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
Verificar la relación de transformación		...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES

Fuente: MP9 Software.

## 2.7.5. Interruptores de potencia

Dispositivo electromecánico cuya función principal es conectar y desconectar circuitos eléctricos entre contactos separables bajo condiciones normales o de falla.

Tabla XXXIV. Plan de mantenimiento para el interruptor de potencia

Plan: INTERRUPTOR DE POTENCIA SF6		Régimen: Fechas		Unidad:				
Parte	Actividad	Frecuencia	Duración	Prioridad	Tipo	Clasificación 1		
\INSPECCION VISUAL Y MECANICA	Inspección anclajes, alineación y puesta a tierra	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Inspección compresor y tanque de aire comprimido	...	1 Año(s)	2 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Inspección físicas y mecánicas	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Inspección general de las conexiones	...	1 Año(s)	1 h 30 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA	
	Limpieza general	...	1 Año(s)	4 h 00 m	Media	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Medir la distancia critica entre los contactos	...	1 Año(s)	2 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Realizar la prueba del mecanismo de operación	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Tomar nota del indicador de operaciones	...	1 Año(s)	0 h 20 m	Media	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Verificar la presión del SF6	...	1 Año(s)	0 h 30 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Verificar lubricación de las partes móviles	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
\PRUEBAS ELECTRICAS	Disparar interruptor a través de las protecciones	...	1 Año(s)	3 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES	
	Medir el factor de potencia	...	1 Año(s)	3 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA	
	Medir la resistencia de aislamiento	...	1 Año(s)	2 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA	
	Medir la resistencia de contacto	...	1 Año(s)	3 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Verificar la calidad del Gas (ppm de Humedad)	...	1 Año(s)	5 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Verificar la operación de todo tipo de cierres	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO	
	Verificar mínimo pickup de tensión	...	1 Año(s)	3 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES	

Fuente: MP9 Software.

## 2.7.6. Seccionadores

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien de mantenimiento.

Tabla XXXV. Plan de mantenimiento para el seccionador

Plan: SECCIONADOR		Régimen: Fechas	Unidad:				
Parte	Actividad	Frecuencia	Duración	Prioridad	Tipo	Clasificación 1	
INSPECCION VISUAL Y MECANICA	Inspección anclajes, alineación y puesta a tierra	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Inspección físicas y mecánicas	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Inspección general de las conexiones	...	1 Año(s)	1 h 30 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA
	Limpieza general	...	1 Año(s)	4 h 00 m	Media	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Realizar la prueba del mecanismo de operación	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Tomar nota del indicador de operaciones	...	1 Año(s)	0 h 20 m	Media	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Verificar estado de los contactos y su lubricación	...	1 Año(s)	5 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Verificar lubricación de las partes móviles	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
PRUEBAS ELECTRICAS	Medir el factor de potencia	...	1 Año(s)	3 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA
	Medir la resistencia de aislamiento	...	1 Año(s)	2 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA
	Medir la resistencia de contacto de cada polo	...	1 Año(s)	3 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO

Fuente: MP9 Software.

### 2.7.7. Pararrayos

Instrumento cuyo objetivo es atraer un rayo ionizando el aire para excitar, llamar y conducir la descarga hacia tierra,

Tabla XXXVI. Plan de mantenimiento para el pararrayos

Plan: PARARRAYOS		Régimen: Fechas	Unidad:				
Parte	Actividad	Frecuencia	Duración	Prioridad	Tipo	Clasificación 1	
\ INSPECCION VISUAL Y MECANICA	Inspección anclajes, alineación y puesta a tierra	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Inspección del contador de descarga	...	1 Año(s)	0 h 20 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Inspección físicas y mecánicas	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Inspección general de las conexiones	...	1 Año(s)	1 h 30 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA
	Limpieza general	...	1 Año(s)	4 h 00 m	Media	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
\ PRUEBAS ELECTRICAS	Medir el factor de potencia	...	1 Año(s)	3 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA
	Medir la resistencia de aislamiento	...	1 Año(s)	2 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA

Fuente: MP9 Software.

## 2.7.8. Banco de baterías

Son la fuente de alimentación de corriente directa permanente para los sistemas de protección y control de equipos de desconexión automática.

Tabla XXXVII. Plan de mantenimiento para el banco de baterías

Plan: BANCO DE BATERIAS		Régimen: Fechas		Unidad:			
Parte	Actividad	Frecuencia	Duración	Prioridad	Tipo	Clasificación 1	
\ BATERIAS\ INSPECCION VISUAL Y MECANICA	Inspección anclajes, alineación y puesta a tierra	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Inspección físicas y mecánicas	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Inspección general	...	1 Año(s)	4 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
	Inspección general de las conexiones	...	1 Año(s)	1 h 30 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA
	Verificar la ventilación del cuarto de batería	...	1 Año(s)	0 h 10 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
\ BATERIAS\ PRUEBAS ELECTRICAS	Medir la resistencia de conexión entre celdas	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
	Medir la resistencia interna de cada celda	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Media	Preventivo	PROTECCIONES
	Medir los niveles de tensión	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
	Realice la prueba de carga	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
	Verificar las funciones del cargador y las alarmas	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
\ RECTIFICADOR, CARGADOR Y UPS\ INSPECCION VISUAL Y MECANICA	Inspección anclajes, alineación y puesta a tierra	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Inspección físicas y mecánicas	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Inspección general de las conexiones	...	1 Año(s)	1 h 30 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA
	Limpia los terminales	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
	Verificar la operación del sistema de ventilación	...	1 Año(s)	0 h 30 m	Media	Preventivo	PROTECCIONES
	Verificar la presencia de señales de descargas	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
\ RECTIFICADOR, CARGADOR Y UPS\ PRUEBAS ELECTRICAS	Probar el interruptor de transferencia	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
	Probar disparo de bajo tensión CC	...	1 Año(s)	0 h 30 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
	Verificar el indicador de sincronismo	...	1 Año(s)	0 h 20 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
	Verificar la frecuencia del oscilador	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES
	Verificar las alarmas	...	1 Año(s)	0 h 30 m	Alta	Preventivo	PROTECCIONES

Fuente: MP9 Software.

### 2.7.9. Banco de capacitores

Son utilizados como compensadores de potencia reactiva en un sistema eléctrico.

Tabla XXXVIII. Plan de mantenimiento para el banco de capacitores

Plan: BANCO DE CAPACITORES		Régimen	Fechas	Unidad:			
Parte	Actividad	Frecuencia	Duración	Prioridad	Tipo	Clasificación 1	
\ INSPECCION VISUAL Y MECANICA	Inspección físicas y mecánicas	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Inspección termográfica de cableado y contactos	...	6 Mes(es)	2 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA
	Limpieza general	...	1 Año(s)	4 h 00 m	Media	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
\ PRUEBAS ELECTRICAS	Medición de capacitancia	...	1 Año(s)	6 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA

Fuente: MP9 Software.

## 2.7.10. Barras colectoras

Son conductores de corriente que se instalan desnudos y aislados convenientemente.

Tabla XXXIX. **Plan de mantenimiento para la barra colectoras**

Plan: BARRA COLECTORA		Régimen: Fechas	Unidad:				
Parte	Actividad	Frecuencia	Duración	Prioridad	Tipo	Clasificación 1	
\ INSPECCION VISUAL Y MECANICA	Inspección anclajes, alineación y puesta a tierra	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Inspección físicas y mecánicas	...	1 Año(s)	1 h 00 m	Alta	Preventivo	TALLER ELECTROMECHANICO
	Inspección general de las conexiones	...	1 Año(s)	1 h 30 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA
\ PRUEBAS ELECTRICAS	Medir el factor de potencia	...	1 Año(s)	3 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA
	Medir la resistencia de aislamiento	...	1 Año(s)	2 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA
	Medir la rigidez dieléctrica de la barra	...	1 Año(s)	4 h 00 m	Alta	Preventivo	METROLOGIA

Fuente: MP9 Software.

## 2.8. Mantenimiento no rutinario

Es difícil crearle actividades periódicas de tipo correctivas, apoyo y mejoras a los equipos de la subestación dentro del plan preventivo programado, ya que estos suceden cuando hay fallas en los equipos primarios o se van a reemplazar o mejorar. Y tomar en cuenta que puede haber actividades no rutinarias de tipo preventivas y predictivas que estén fuera del mantenimiento preventivo programado, ver tabla XV. Cuando ocurre un evento no rutinario se debe tener presente:

Tabla XL. **Registro inicial de un trabajo no rutinario**

<b>Campo</b>	<b>Descripción</b>
Fecha y hora del evento	Cuando ocurrió el suceso o decisión
Solicitante	La persona que solicita el trabajo
Tipo de trabajo	Preventivo, Predictivo, Correctivo, Apoyo y Mejora
Descripción del Trabajo	La actividad que debe realizarse para cumplir con el objetivo solicitado
Observaciones	Información importante que aporte criterios o preparación previa a las personas que atenderán esta intervención
Prioridad	Preguntarse: ¿ Que tanto influye esta actividad para la continuidad del servicio ? ver tabla XLIV
Área Responsable	Área responsable que deberá atender o coordinar esta actividad: Subestaciones, Metrología, Protecciones, Líneas
Servicio Externo	Si la actividad será realizada por algún servicio externo

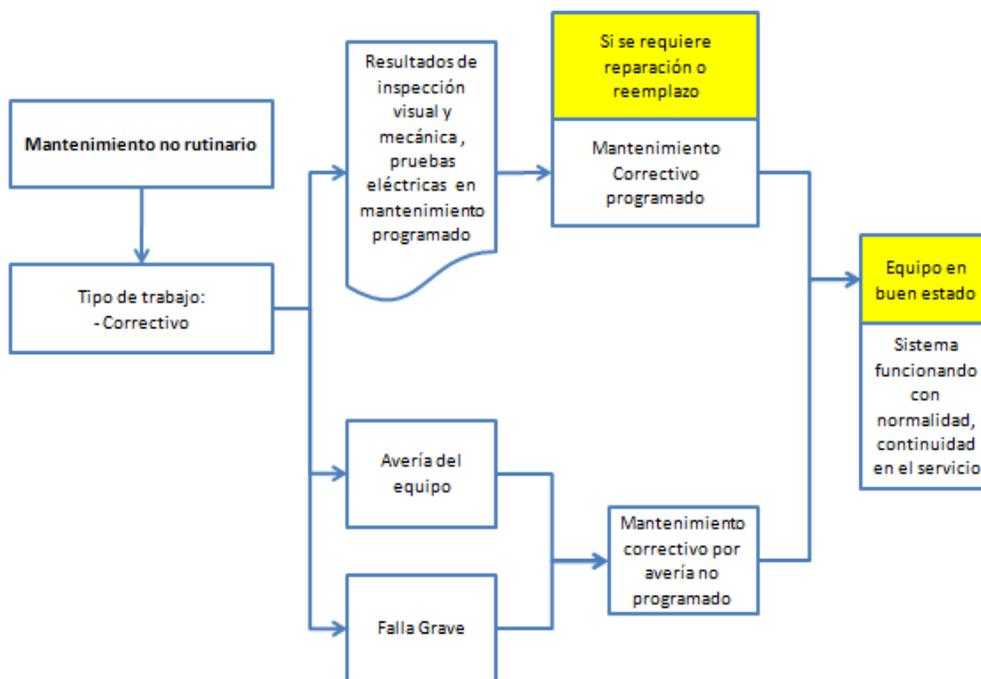
Fuente: elaboración propia.

### 2.8.1. Mantenimiento correctivo

Suceden ya sea por maniobra, por descargas atmosféricas, erosiones, mala instalación, incumplimiento del plan de mantenimiento preventivo y se pueden seguir mencionando. El mantenimiento correctivo puede considerarse dividido en dos partes:

- Mantenimiento correctivo por avería
- Mantenimiento correctivo programado

Figura 41. **Mantenimiento correctivo**



Fuente: elaboración propia.

- **Mantenimiento correctivo por avería:** el mantenimiento correctivo por averías o emergencia, se presenta cuando existe una falla o avería grave de algún o algunos equipos de la subestación, estas averías se presentan sin previo aviso y se deben a factores como condiciones climáticas, daños de terceros, problemas en la línea de transmisión o distribución, por mala maniobra del operador. Estos mantenimientos son los que se registran durante la intervención o después que se hayan atendido, ya que en la mayoría de los casos hasta después que se repara el equipo se ve realmente cual fue la causa y daños internos y externos.
- **Mantenimiento correctivo programado:** el mantenimiento correctivo programado es una actividad que implica reparación y reemplazo de piezas con carácter preventivo, ya que en función de las condiciones del equipo o de ciertos parámetros se efectúan las reparaciones con la intención de anticiparse y prevenir daños mayores que afecten a la disponibilidad del equipo. El personal de mantenimiento puede anticipadamente identificar, planificar todo lo que sea necesario para regresar los equipos a sus condiciones normales de operación. Es decir, que idealmente aunque los trabajos sean correctivos debe existir una previa planificación sobre cómo deben realizar los trabajos e idealmente consultar los manuales técnicos, diagramas unifilares y entre otra documentación importante.

Puede ser debido a las siguientes razones:

- **Número de operaciones:** es una condición que obliga a la intervención de un mantenimiento correctivo planificado en los equipos primarios. Después de cierto número de operaciones por falla u operaciones manuales de un interruptor, seccionador y entre

otros, el aislamiento es afectado y los contactos se llenan de cavitaciones en su superficie, debido a los esfuerzos electrodinámicos a los que han estado sometidos, lo que obliga a una intervención en el equipo.

- Resultados de las inspecciones: si los resultados de las inspecciones visuales o termográficas revelan que el estado de algún equipo o de alguno de sus componentes es grave (G) o existen anomalías, será necesario programar una intervención en el equipo para efectuar las reparaciones correspondientes.
- Resultados de mantenimiento predictivo: las técnicas de diagnóstico aplicadas durante el mantenimiento preventivo programado tienen la finalidad de revelar el estado de los equipos de la subestación, para poder anticiparse a las fallas y averías; si el diagnóstico revela mal estado o menor que el admisible, será necesario programar una intervención.

#### **2.8.1.1. Registro de trabajos correctivos**

Es importante llevar un buen control de las fallas que ocurren en las subestaciones, ya que contando con registros o historiales, se puede llegar a realizar comparaciones y análisis de fallas y causa raíz.

Preguntas preliminares: al cumplir con los puntos iniciales que muestran en la tabla XX, es importante hacer las siguientes preguntas y registrar cuando sucede un evento correctivo ya sea si fue por avería o programado:

- ¿Ya se atendió o se atiende inmediatamente? ¿se programa fecha para el trabajo?
- ¿Cuántos días de paro requiere el equipo para ser atendido?
- ¿Al fallar, paro el equipo?
- ¿Ocasiono que otros equipos paran en cadena?
- ¿Al ocurrir la falla provoco que otros equipos salieran de línea?
- ¿Causo algún tipo de daño?
  - Esto se da si el equipo que fallo exploto y o provoco un incendio y daño a los otros equipos de su alrededor. Un caso que ha ocurrido en las subestaciones ha sido cuando explota algún transformador de instrumentación o un pararrayos.
    - Tipos de daño:
      - ✓ Alto Impacto: ocasiono destrucción a varios equipos y sacándolos fuera de servicio.
      - ✓ Mediano Impacto: ocasiono leves daños a otros equipos sin sacarlos fuera de servicio.
      - ✓ Bajo Impacto: no perjudico a ningún otro equipo sino a el mismo, sin necesidad de que este saliera fuera de servicio.
    - Descripción del daño: se especifica el impacto de la falla en la seguridad, en la gestión de ambiente, en el transporte de energía eléctrica, mencionando costos, campos, líneas afectadas y entre otras.

- Duración del daño: el tiempo que llevo para restablecer la línea, circuito, equipo y entre otras.
- ¿Cuál fue la causa de la falla?
  - Es importante registrar la causa de la falla para posteriores análisis de fallas y causa raíz. A continuación se muestra un listado de posibles causas que provocan fallas en los equipos, esto ha sido una recopilación de varios estudios y antecedentes de varias empresas tanto de la industria como en el sector eléctrico, para generar un listado de las causas más comunes en equipos eléctricos o mecánicos a nivel mundial:

Tabla XLI. **Causa de la falla**

Causa de la falla
Falla natural de partes por uso o envejecimiento
Falta de mantenimiento rutinario preventivo o predictivo
Falla o desgaste prematuro de partes(calidad de las partes)
Problemas de diseño o adaptaciones del equipo
Mala instalación de repuestos
Causas relacionadas con las instalaciones
Operación o uso inadecuado
Accidentes
Condiciones severas del medio ambiente (corrosión, polvo, etc.)
Empleo de repuestos no adecuados o de mala calidad

Fuente: elaboración propia.

- ¿Qué tipo de falla ocurrió?

Hay una gran diferencia entre la causa y el tipo de falla, en un interruptor de potencia puede dispararse su protección por una baja presión de gas SF6 ya que existe una pequeña fuga en la cámara.

La causa de la falla fue por una falla natural de partes por uso o envejecimiento y el tipo de falla es la fuga por el desgaste de los empaques en el orificio de inyección de gas.

En conclusión el tipo de falla es la manifestación de la causa de la falla. Esto representa que una causa puede tener varios tipos de fallas.

Tabla XLII. **Posibles tipos de fallas**

Tipos de falla	Tipos de equipos que aplican	Descripción
Explosión de tableros	Transformadores de potencia e instrumentación, interruptores de potencia, seccionadores	El exceso de polvo se ioniza y provoca una nube y esta a su vez una explosión
Fallas de fase a tierra	Transformadores de potencia e instrumentación, interruptores de potencia, seccionadores, pararrayos	Acortamiento de distancias, descargas atmosféricas, caída de conductores al piso.
Fallas transitorias	Transformadores de potencia e instrumentación	Son de corta duración y están creadas por sobre tensiones transitorias debidas al flameo de los aislamientos.
Contacto con objetos externos	Transformadores de potencia e instrumentación, interruptores de potencia, seccionadores, pararrayos, banco de capacitores	Objetos externos que rompen distancias de fase a tierra y entre fases (Aves, Quema de Maleza, Árboles etc.)

Continuación de la tabla XLII.

Ruptura	Transformadores de potencia e instrumentación y pararrayos	Envejecimiento del aislamiento el cual puede producir ruptura aun al valor del voltaje nominal
Sobretensión	Transformadores de potencia e instrumentación, interruptores de potencia, seccionadores, pararrayos, banco de capacitores	Estas sobre tensiones producen fallas en el aislamiento, resultando corrientes de falla o corto circuito con valores muchas veces mayores que la corriente nominal.
Atascamiento o Explosión de cámaras de arqueo	Interruptores de potencia	Debido a que el Int. No abre completamente por desprendimiento de casquillos de unión entre barra de accionamiento y contactos móviles.
Falla en los circuitos de control, falla en los equipos de monitoreo	Interruptores de potencia	Perdida presión de gas SF6, nitrógeno, aceite, aire y resortes destensados.
Fugas por desgaste	Interruptores de potencia	Perdida de presión de gas SF6 por desgaste de empaques en orificio de carga o daños por uso en la cámara de gas.
Fugas de aceite en compensador	Transformadores de instrumentación	Fisuras o roturas en la membrana de caucho
Explosión o fallas transitorias	Transformadores de instrumentación	Debida a la perdida excesiva de aceite y fallas transitorias. En lugares de gran contaminación fallas a tierra debido a el flameo del aislamiento
Boquillas, cambiadores de derivaciones con carga, conexiones internas flojas, corto circuito entre espiras	Transformadores de potencia	Debido a vibraciones dentro del equipo y grandes esfuerzos dieléctricos por las grandes diferencias de potencial en espacios físicos reducidos.
Desgaste mecánicas piezas	Interruptores de Potencia, Seccionadores, Transformadores de Potencia	Por el desgaste mecánico puede ocurrir un desajuste en el movimiento de accionamiento o disparo el cual no permita un buen contacto o apertura.

Fuente: elaboración propia.

- ¿Fecha y hora de terminación del trabajo?
- ¿Tiempo invertido en realizar el trabajo?
- Procedimiento realizado: que sea escueto, al grano.
- Responsable: ver sección 2.9.1 Fases de una Orden de Trabajo

Nota: para registrar un trabajo no rutinario de tipo preventivo, predictivo, apoyo y mejora, solo se debe obviar las preguntas que involucren fallas.

### **2.8.2. Mantenimiento preventivo**

Se puede presentar el caso que se requiera realizar una limpieza, lubricación e inspección a una parte mecánica o a un equipo sin que este programado con fines de prevenir deterioro, fallas o en caso de las épocas del medio ambiente como lluvias de arena volcánica, tormentas húmedas y eléctricas.

### **2.8.3. Mantenimiento predictivo**

Se puede presentar el caso que se requiera tomar una medición al equipo primario como por ejemplo cuando un pararrayos sufrió de una descarga atmosférica, algún equipo se sobrecalentó por alguna falla en la línea o por otro equipo que se averió dentro del circuito. Aplica termografías, pruebas de resistencia de aislamiento y dependiendo del equipo primario se aplicarían las pruebas mencionadas anteriormente.

#### **2.8.4. Mantenimiento de apoyo y mejora**

Este tipo de mantenimiento no rutinario se presenta cuando se desea cambiar un equipo primario por otro moderno sin que haya fallado el antiguo, por ejemplo si se quiere realizar un barrado de línea para aumentar la capacidad de corriente en las barras, aplicaría como mejora. Se pueden dar varios casos que representa modificaciones, reemplazos de equipos, tableros, señalización de aéreas, colocar un banco de baterías de respaldo aparte de los titulares, este entraría como apoyo. El montaje de un nuevo banco de transformadores aplica como apoyo. Tomando en cuenta estas actividades que no son periódicas que surgen bajo la necesidad de cómo vaya creciendo la planta o innovándose.

#### **2.9. Mecanismo de generación de órdenes de trabajo dentro del MP9 módulo de OTS**

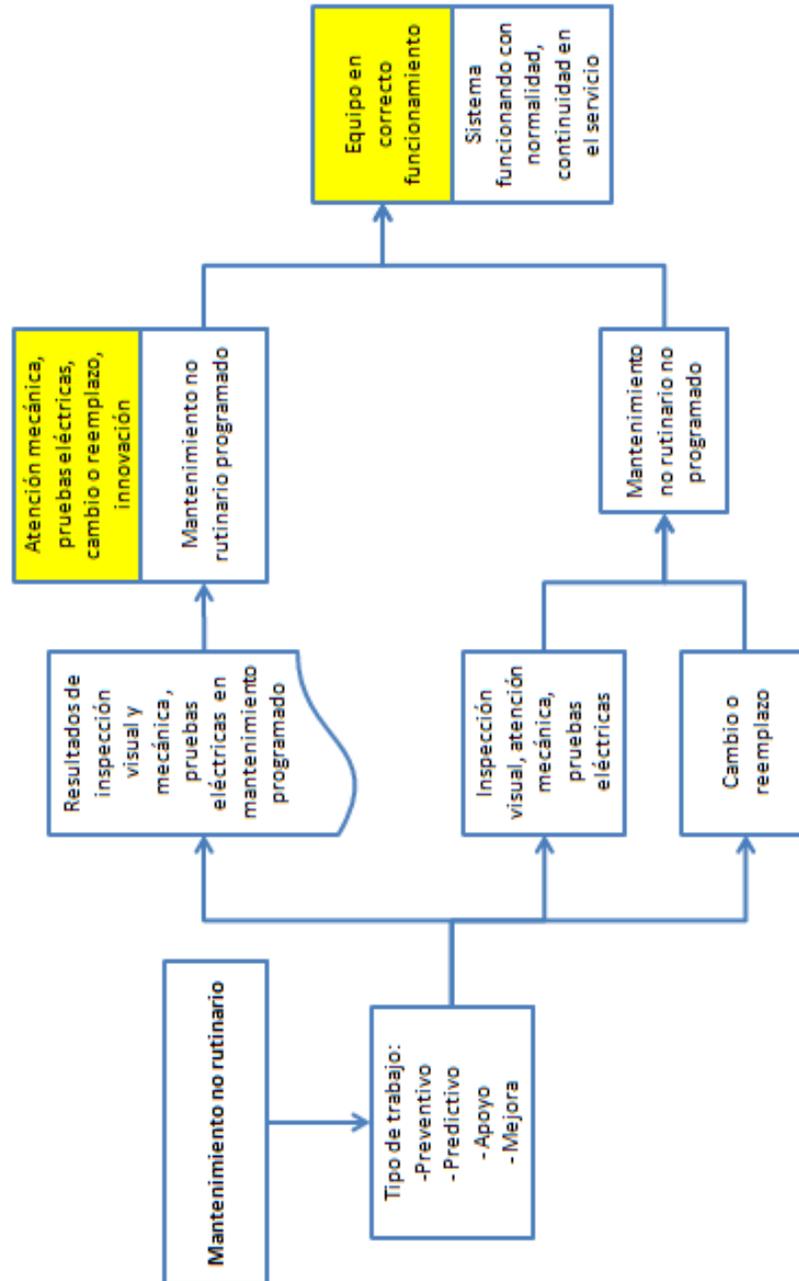
##### Objetivos

- Asegurar que todos los trabajos relacionados con mantenimiento dentro de la subestación puedan ser planificados y documentados por medio del módulo de Ordenes de Trabajo del MP9.

##### Metas

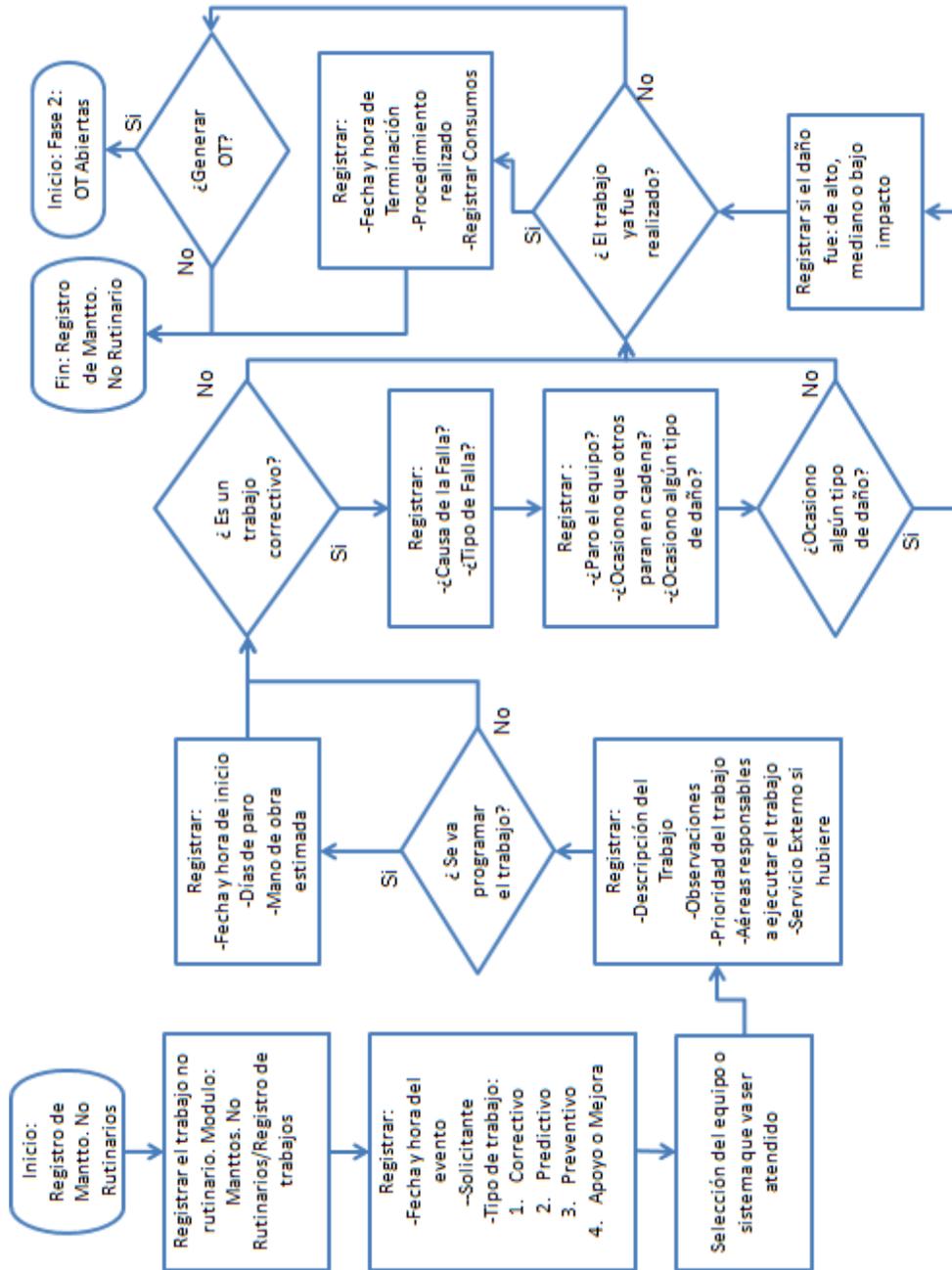
- Contar con un formulario predeterminado para las Órdenes de Trabajo generadas por medio del MP9.
- Poder identificar todos los escenarios para los cuales sea necesario crear Ordenes de Trabajo.
- Poder actualizar y documentar correctamente las Órdenes de Trabajo

Figura 42. **Mantenimientos no rutinarios**



Fuente: elaboración propia.

Figura 43. Registro de trabajos no rutinarios dentro del MP9



Fuente: elaboración propia.

## Resultados Esperados

- Que exista un mecanismo práctico para la generación de Órdenes de Trabajo planeados para el mantenimiento correctivo.
- Que puedan documentar todos los trabajos relacionados tanto al mantenimiento preventivo como del mantenimiento correctivo.
- Que se puedan crear solicitudes de trabajo
- Poder cerrar adecuadamente el ciclo de las Ordenes de Trabajo

### **2.9.1. Orden de trabajo – OT**

Es un documento con carácter oficial el cual define claramente las tareas específicas a realizar sobre el equipo primario, campo, bahía, subestación o infraestructura.

Lleva información sobre el equipo primario o campo a la que se le proveerá el mantenimiento, información sobre las actividades específicas, la mano de obra, los repuestos, herramientas y un espacio en donde se registrarán los comentarios y tiempos muertos.

La orden de trabajo es fundamental por las siguientes razones:

- Es lo que le da vida a un Sistema de Mantenimiento
- Ordena tremendamente la gestión de Mantenimiento
- Es la única evidencia real que los trabajos se realizaron
- Es el único vínculo entre la administración y el mantenimiento físico hecho en la realidad.
- Se convierte posteriormente en evidencia de la historia del equipo
- Sirve para capturar tiempos muertos y costos de mantenimiento

- Está acorde a las exigencias de normativas internacionales de calidad (ISO-9000).

Por estas razones es que se dice que sin Órdenes de Trabajo NO PUEDE EXISTIR un Sistema de Mantenimiento Preventivo. ¿Qué es lo que genera una Orden de Trabajo? Lo que genera una Orden de Trabajo es lo que se conoce como escenarios: Calendario de actividades de Mantenimiento Preventivo Planificado, Solicitud de Trabajo, Documentar un trabajo correctivo que ya se realizó.

### **2.9.2. Programación inicial de los mantenimientos preventivos programados**

- Asociación de equipos-planes: como ya se cuenta con una base de datos de los equipos y los planes de mantenimiento, se puede proceder a asociarlos. Es importante mencionar que una vez se asocie un equipo con su plan, el tiempo empieza a contar y representa que se va a arrancar sus actividades conforme a la frecuencia de las mismas.

Para que todo marche bien, se recomienda que antes de asociar los equipos con sus planes desarrollados, estos deben ser revisados por los Jefes de la Subestación como los Jefes de Taller y supervisores ya que el plan marchara conforme a la información dada por estas personas.

El MP9 da la opción que si no se desea continuar con el plan de mantenimiento. De algún equipo ya ligado, se puede desasociar su plan y este quedara en espera para volver a arrancar su primer mantenimiento conforme al plan pero tomar en cuenta que durante ese tiempo no generara registros dentro del MP9.

- Mantenimientos iniciales: ya teniendo el equipo o campo asociado a su plan general, se entiende que las actividades dentro del plan tienen una frecuencia cada mes, cada año y entre otros, pero es necesario programar la fecha del primer mantenimiento a realizar conforme al plan. Ya que hay actividades anuales dentro de la subestación que al ligarlas se puede llevar a cabo dentro del transcurso del año pero la pregunta es ¿Cuándo?.
- Tomar nota de esto:el MP9 permite programar dos fechas, la fecha del día que se ligo el equipo y le suma la frecuencia para generar la fecha del primer mantenimiento a realizar conforme al plan.

Tabla XLIII. **Ejemplo: tomando algunas actividades del plan de un pararrayos**

Actividad	Fecha inicial o arranque(cuando se ligo)	+ Frecuencia =	Fecha primer mantenimiento a realizar conforme al plan
Inspeccione las condiciones físicas y mecánicas	7/01/2012	6 Meses	7/06/2012
Limpieza general	7/01/2012	6 Meses	7/06/2012
Medir resistencia de contactos	7/01/2012	1 Año	7/06/2012
Medir la resistencia de aislamiento	7/01/2012	1 Año	7/06/2012

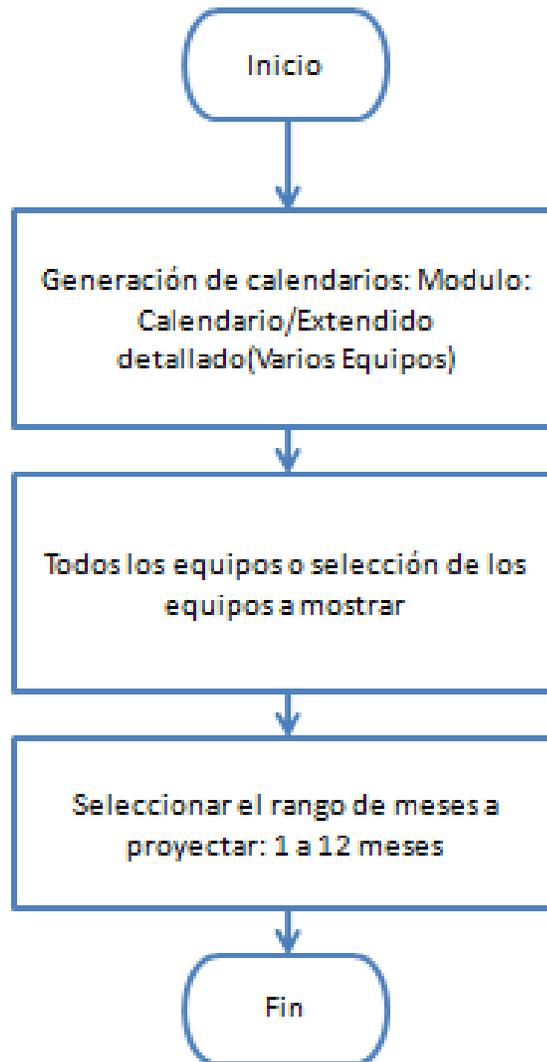
Fuente: elaboración propia.

La fecha inicial o arranque, se puede tomar que en el mismo día que se ligó se realizaron actividades de mantenimiento pero hay que tomar en cuenta que no todas las actividades se realizaran el mismo día, el cual el sistema solo permite la fecha actual, no se puede programar fechas posteriores a la de ese día. Esta fecha solo tiene el propósito para los equipos que son nuevos y se realizara por primera vez un mantenimiento.

Por favor, enfocarse con la fecha del primer mantenimiento a realizar conforme al plan, ya que aquí permite programar las fechas a conveniencia de la Subestación y los departamentos de mantenimiento. Tomar en cuenta que se tiene una frecuencia, en esta casilla se le resta a la fecha y simula la primera fecha inicial, revisar que esta fecha ya haya pasado de lo contrario no lo aceptara el sistema porque lo tomara como que sucedió después de la fecha actual del sistema.

- Generación de calendario de actividades mensuales: ya teniendo la programación de fechas de los mantenimientos rutinarios automáticamente el MP9 puede generar calendarios mensuales, semestrales, anuales, etc... Esto permite poder visualizar el futuro o proyectarse para poder coordinar próximos mantenimientos con las comercializadoras y la subestación. Es importante la generación de un calendario de actividades mensuales para ser divulgados a los departamentos de mantenimiento.

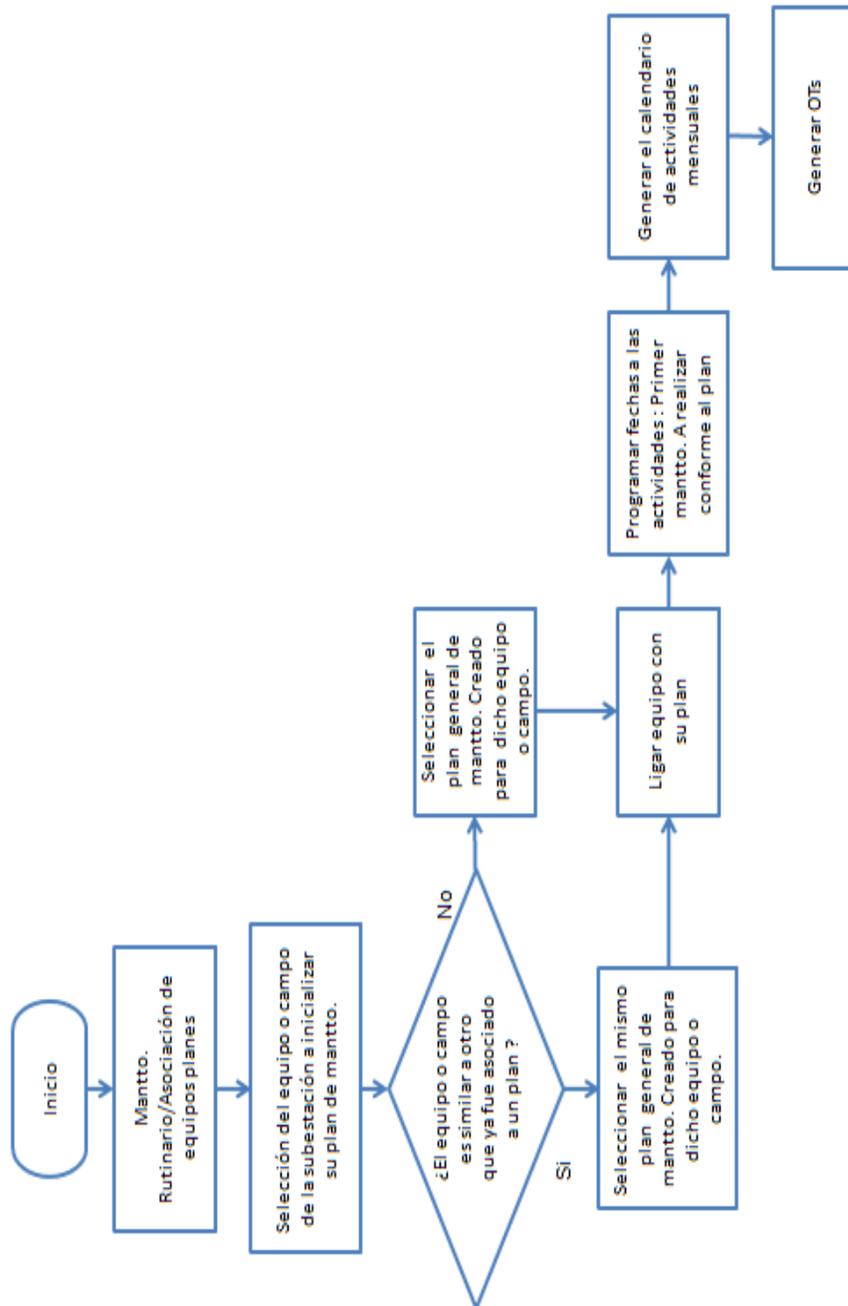
Figura 44. **Diagrama generación de calendarios**



Fuente: elaboración propia.

El MP9 permite mostrar los rangos de 1 a 12 meses, esto se maneja a conveniencia de las necesidades y análisis de los Jefes de la subestación como se explico anteriormente.

Figura 45. Diagrama programación inicial previo a generar OTs



Fuente: elaboración propia.

### 2.9.3. Fases de una Orden de Trabajo

- Fase 1: Generación de OTs: en esta fase dentro del sistema MP9 representa como un monitor o más bien su indicador de las actividades que día a día deben atenderse o que deben ser realizadas dentro del periodo de un mes, a los equipos o campos dentro de la subestación.

Se puede presentar el caso de adelantar o posponer actividades ya sea por reprogramación de fechas, falta de recursos, etc..., esto debe hacerse antes de generar la OT que contenga esta actividad. Por eso es de suma importancia que el personal de mantenimiento se reúna mensualmente y en situaciones que se requieran hacerse más de una vez al mes. Esto beneficiara al encargado del MP9 como a los jefes y el personal de mantenimiento para llevar al día las gestiones.

Al generar una OT se debe tomar en cuenta la asignación del responsable para la Orden de trabajo, a continuación se explicaran los casos que pueden darse a la hora de asignarlo:

- Caso 1: supervisor, representa a la persona que no será participe a ejecutar durante el mantenimiento pero que tiene la responsabilidad que se cumplan y actualicen la información de la Orden de Trabajo. Si el supervisor se encuentra en el campo o realiza vistas de campo, solo se deben cargar al sistema sus horas de participación.
- Caso 2: supervisor-ejecutor, al asignar un responsable ejecutor, indica que esta persona estará tanto supervisando y ejecutando los trabajos ya sea junto con otros técnicos de mantenimiento o solo

por su persona. Dentro del sistema deberán ser cargadas tanto sus horas ordinarias como sus extraordinarias.

Importante: dentro del sistema de gestión de mantenimiento es importante saber que a la hora de generar una OT se requiere siempre de un responsable y conocer la carga de trabajo de ellos, que se mide en horas, no en cantidad de OTs asignadas, también ver los responsables que no tienen demasiada carga de trabajo y los que aun no se les ha asignado OTs, ya que esto ayuda a balancear cargas de trabajo para los responsables. Tomar en cuenta que no todo el personal de mantenimiento llegara a ser responsable, más bien serán ejecutores, mano de obra o apoyo para el responsable. Dentro del MP9 generara registros para posteriores análisis de la mano de obra, por lo cual es importante que se cumpla esto.

Ejemplo: La instalación de un nuevo equipo primario. Es una responsabilidad de alta prioridad, el cual se debe asignar un responsable con nivel jefatura o subjefatura de la subestación o área, ya que un nivel técnico no sería el adecuado para rendir cuentas durante un proceso de mantenimiento de esta prioridad.

Figura 46. Balance de carga de trabajo para la asignación de un responsable

Responsable	Iniciales	Clasificación	Cantidad de OT's Asignadas	Duración de OT's asignadas	Distribución de la duración de OT's asignadas
ALVARO ALBERTO RODRIGUEZ GODINEZ	... A.A.R.G.	Taller Electromecanico	0	0 h 00 m	
BYRON RUBEN PEREZ ALVAREZ	... B.R.P.A.	Taller Electromecanico	4	7 h 20 m	
DANIEL ERNESTO ZAPATA GARCIA	... D.E.Z.G.	Jefe de Subestaciones	2	7 h 05 m	
DAVID SALVADOR ASTURIAS CASTELLANDS	... D.S.A.C.	Taller Electromecanico	0	0 h 00 m	
DULLMAN FAUSTO VASQUEZ DE LEON	... D.F.V.L.	Metrologia	1	96 h 30 m	
ELDER JOSUE DE LEON NIMATUJ	... E.J.L.N.	Taller Electromecanico	0	0 h 00 m	
FELIX AUGUSTO ESTRADA GONZALEZ	... F.A.E.G.	Taller Electromecanico	1	1 h 10 m	
FRANCISCO BAYARDO AILON PEREZ	... F.B.A.P.	Taller Electromecanico	0	0 h 00 m	
HUGO IVAN ORDOZCO MIRANDA	... H.I.O.M.	Jefe Taller	2	81 h 40 m	
JAIME RENE CHAJON	... J.R.C.	Taller Electromecanico	2	30 h 50 m	
JORGE RAMIRO CARDONA UCELO	... J.R.C.U.	Jefe Taller	1	19 h 50 m	
JOSE ANTONIO MARROQUIN CHIGUICHON	... J.A.M.C.	Taller Electromecanico	1	0 h 45 m	
JOSE PORFIRIO MELENDEZ MARROQUIN	... J.P.M.M.	Metrologia	0	0 h 00 m	
JUAN ROBERTO ESTRADA HERNANDEZ	... J.R.E.H.	Taller Electromecanico	0	0 h 00 m	
JULIO CESAR SUAREZ FIGUEROA	... J.C.S.F.	Subjefe de Subestaciones	1	1 h 10 m	
LEONARDO FAUSTINO	... L.F.	Taller Electromecanico	0	0 h 00 m	
LUIS ABEL GOMEZ GIRON	... L.A.G.G.	Jefe Departamento	2	18 h 50 m	
MARCO ANTONIO ZAPATE BARRERA	... M.A.Z.B.	Subjefe de Taller	1	13 h 30 m	
MARIO LEONARDO RODRIGUEZ SARAVIA	... M.L.R.S.	Taller Electromecanico	0	0 h 00 m	
MARILYN ALIRIN CONTRERAS LONARDO	... M.A.C.I.	Taller Electromecanico	0	0 h 00 m	

Fuente: MP9 Software.

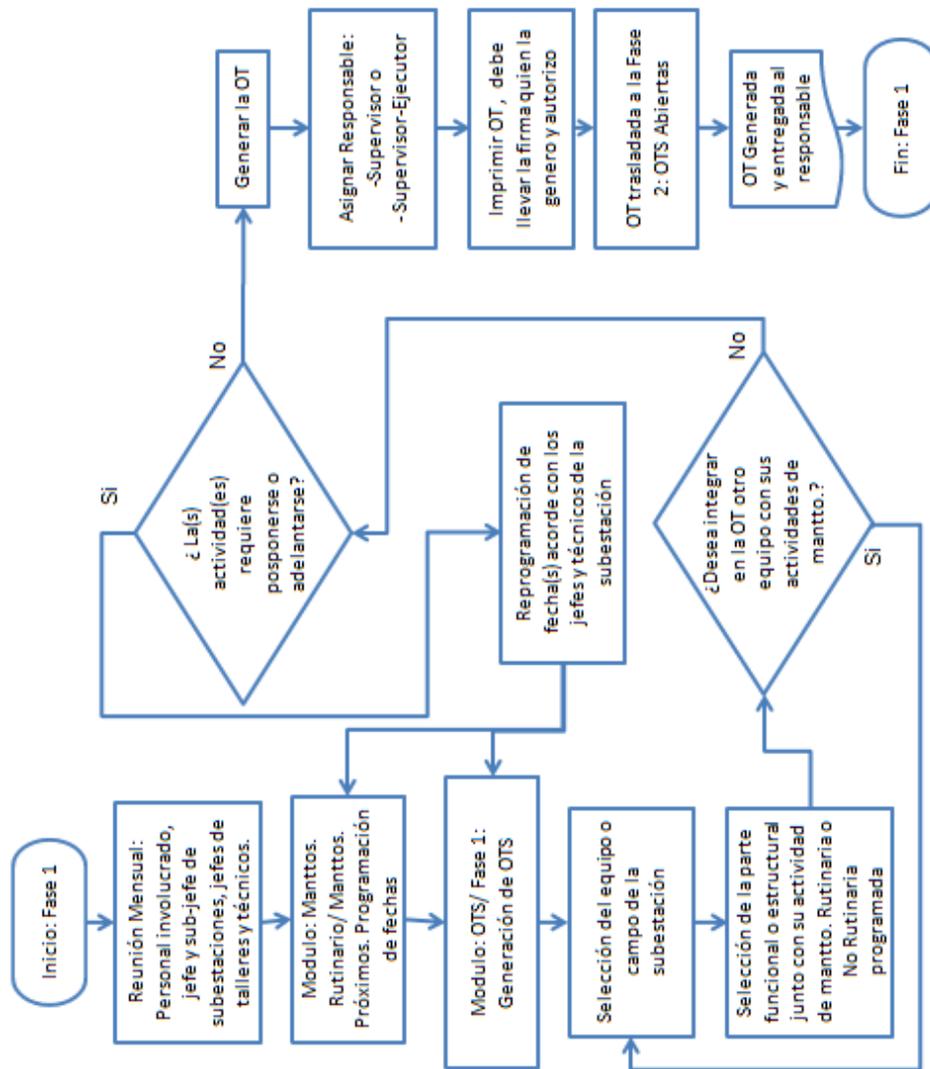
Tabla XLIV. **Nivel del responsable a asignar en una OT**

Actividad de Mantto.	Nivel del Responsable	Prioridad
Instalación de un nuevo equipo primario	Jefatura o Subjefatura	Alta
Pruebas predictivas	Jefatura o Técnico	Alta o media
Limpieza general, lubricación y torqueado	Jefe de taller o Técnico	Baja
Reparación de un motor	Jefe de taller o técnico	Media o baja
Reparación de fugas a un transformador de potencia	Jefatura o Subjefatura	Alta

Fuente: elaboración propia.

Un criterio que puede aplicarse es verificar la prioridad de las actividades que se integraran en una Orden de Trabajo, el cual esto definirá que si se tiene varias con prioridad alta, acorde a la tabla anterior se tendría a jefatura o subjefatura como responsables.

Figura 47. Fase 1: Generación de OTs



Fuente: elaboración propia.

- Impresión de OTs: si se le pone atención a la Orden de trabajo que genera el MP9, tiene un aporte muy valioso en toda la gestión del

mantenimiento, ya que involucra a jefatura y a técnicos por las etapas que lleva el mismo.

- Etapa 1: desde que se imprime, esta deberá llevar la firma quien la genero, luego debe llevar la firma de autorización de esta OT, a nivel jefatura. Solo así puede ser entregada al responsable que se asigno en la OT y ser ejecutada y actualizada, en esta misma se apunta la hora y fecha que se le entrego.
- Etapa 2: el responsable con la OT en mano deberá actualizar los avances y marcar con  $\checkmark$  o X dentro de la casilla del calendario que identifica la fecha que finalizo las actividades dentro del periodo del mes. Paralelo se debe llenar el anexo que trae la OT, especial para tomar nota de los repuestos y consumibles, mano de obra y servicios externos que se utilizaron para llevar a cabo las actividades de mantenimiento. Si la OT lleva mas de dos equipos y varias actividades y lleva mas de un día de mantenimientos por atender, se recomienda que por cada actividad que se finalice, al marcarla en la OT, notificarle al Gestor del MP para que la actualice también dentro del MP9. Esto ayudara a nivel jefatura poder supervisar los avances en tiempo real de OTs de alta prioridad.
- Etapa 3: ya finalizada la OT junto con sus recursos anotados, esta debe ser entregada al Gestor del MP9. En esta se debe de anotar la fecha y hora que se devolvió la OT. Debe de llevar la firma de un supervisor que de el visto bueno indicando que se cumplió con el 100% de la OT, solo así dentro del sistema se podrá trasladar a Fase 3: lista para cerrar, un paso previo a cerrarla.

Figura 48. OT Impresa



**Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica**  
Subestaciones

INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN

(clave ISO)  
(revisión ISO)

**Orden de Trabajo**

Folio: **D1000056**



del 13-Ago-2012 al 28-Ago-2012

**Autorizó:** \_\_\_\_\_ **Fecha y hora de recepción de la OT:** \_\_\_\_\_  
**Revisó:** \_\_\_\_\_ **Fecha y hora de devolución de la OT:** \_\_\_\_\_  
**Responsable: DANIEL ERNESTO ZAPATA GARCIA** **Duración aproximada: 6 h 05 m**

**TRANSFORMADOR DE POTENCIA MONOFASICO {D1-S04-TMP-012} CROMPTON GREAVES**

Localización: \ ETCEE-GUATESUR\ SUBESTACION\ Banco de Transformación\ Banco V  
 Equipo padre:  
 Prioridad: **Alta**  
 Clasificación 1: TRANSFORMADOR DE POTENCIA  
 Clasificación 2: TRANSFORMACION  
 Centro de Costo: D1 Código de Comunicación



**Actividades rutinarias**

\ INSPECCION VISUAL Y MECANICA: Inspeccion físicas y mecánicas

Frecuencia: **6 Mes(es)** Prioridad: **Alta**  
 Duración aproximada: **0 h 35 m** Clasificación 1: **TALLER ELECTROMECANICO**  
 Requiere paro  día(s) Clasificación 2:

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
<input checked="" type="checkbox"/>															

Comentarios: \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_

\ INSPECCION VISUAL Y MECANICA: Inspeccione los anclajes y puesta a tierra

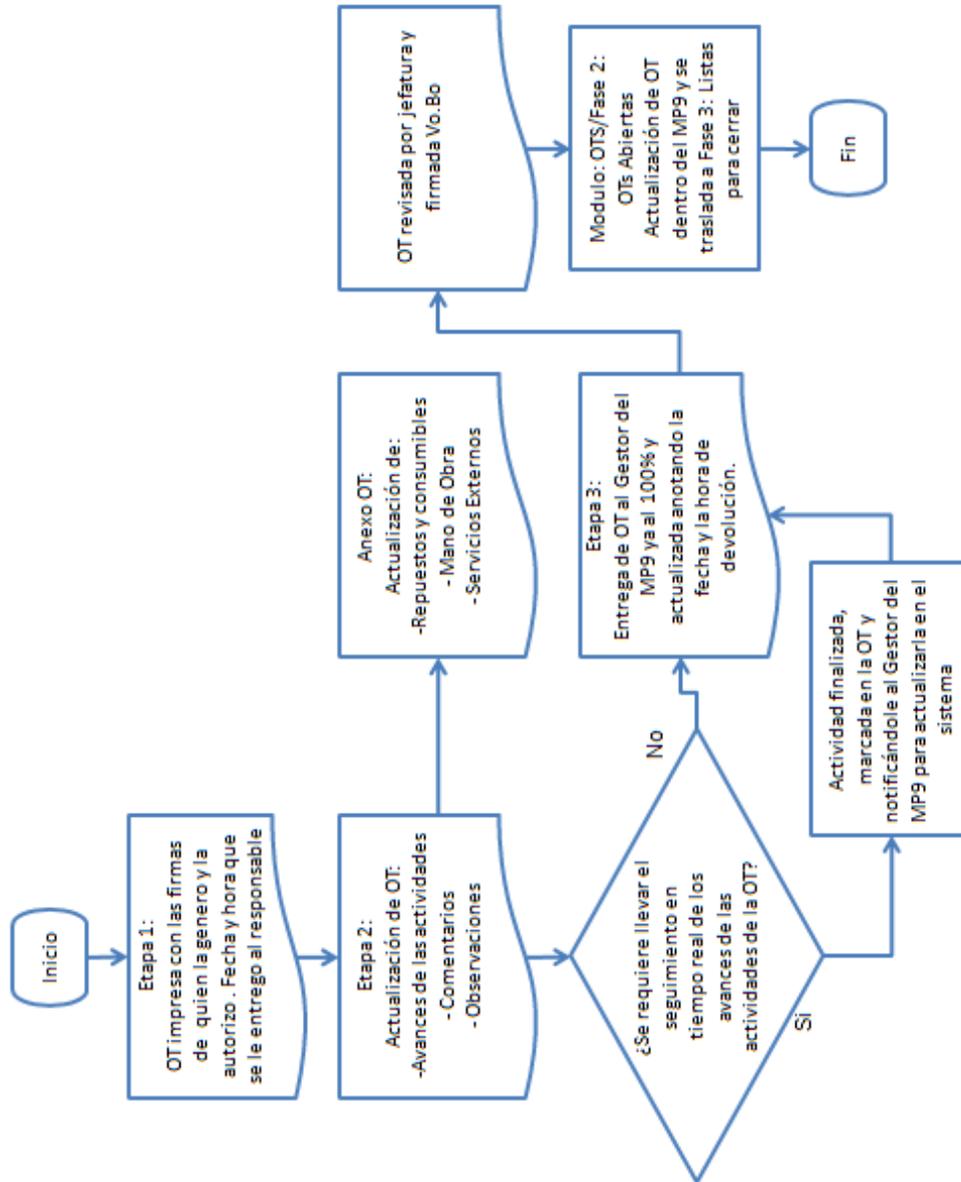
Frecuencia: **6 Mes(es)** Prioridad: **Alta**  
 Duración aproximada: **0 h 10 m** Clasificación 1: **TALLER ELECTROMECANICO**  
 Requiere paro  No Clasificación 2:

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
<input checked="" type="checkbox"/>															





Figura 49. Etapas de una OT impresa



Fuente: elaboración propia.

- Fase 2: OTs Abiertas: esta fase representa todas las órdenes de trabajo que están siendo atendidas y que fueron autorizadas para trabajarlas como también la actualización de trabajos realizados y el registro de la mano de obra, repuestos, consumible y servicios externos que requirieron para llevar a cabo las actividades de la OT.

Para que la OT pueda trasladarse a la Fase 3: listas para cerrar, pueden darse los siguientes casos:

- Caso 1: Se logro el 100% de avance: se entiende que en una orden de trabajo puede haber una a varias actividades como también un equipo o varios, ya que el MP9 lo permite, el porcentaje de avance de trabajos realizados va proporcional a la cantidad de actividades que tenga la OT. Esto ayuda a poder supervisar los avances de los mantenimientos en campo dentro del periodo de un mes desde un computador con acceso al MP9.

Los planes desarrollados para los campos de las subestaciones contienen actividades de mantenimiento para los equipos primarios. Hay que suponer que se tiene una orden de trabajo con 10 actividades por atender, dentro del MP9 se maneja un *check list*, y conforme se vayan avanzando los trabajos, se irán marcando dentro de la casilla de la fecha que corresponde cuando se terminó dicha actividad, hasta lograr el 100% del avance. Ver OTS Fase 1

Figura 50. Actualización de trabajos realizados de una OT dentro del MP9

**Actualización de Orden de Trabajo**

Folio OT: D1000056 Estado: **Impresa** Responsables: **DANIEL ERNESTO ZAPATA GARCIA** Duración: **6 h 05 m** Porcentaje realizado: 15.67  Lista para cerrar

Tipo Descripción (Equipo/Inmueble) Clasificación 1 Clasificación 2 Prioridad  
 TRANSFORMADOR DE POTENCIA MONOFASICO (D1-S04-TMP-012) CROMPTON C... TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRANSFORMACION Alta

**Equipos comprendidos en la Orden de Trabajo**

Mantenimiento Rutinario: TRANSFORMADOR DE POTENCIA MONOFASICO (D1-S04-TMP-012) CRO...  Desmarcar todos  Marcar renglón  Marcar todos  Marcar todos

Parte	Actividad	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
INSPECCION VISUAL Y MECANICA	Verificar correcto funcionamiento de ventiladores...	✓															
INSPECCION VISUAL Y MECANICA	Inspeccionar los anclajes y puesta a tierra	●															
INSPECCION VISUAL Y MECANICA	Verificar el correcto nivel de aceite en el tanque	●															
INSPECCION VISUAL Y MECANICA	Inspeccionar físicas y mecánicas	●															
INSPECCION VISUAL Y MECANICA	Limpieza de bushing	●															
PRUEBAS ELECTRICAS	Medir reactivas de dispersion	●															

Mantenimiento no Rutinario: TRANSFORMADOR DE POTENCIA MONOFASICO (D1-S04-TMP-012) CROMPTON GREAVES

Agosto

13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28

Descripción

<No hay información>

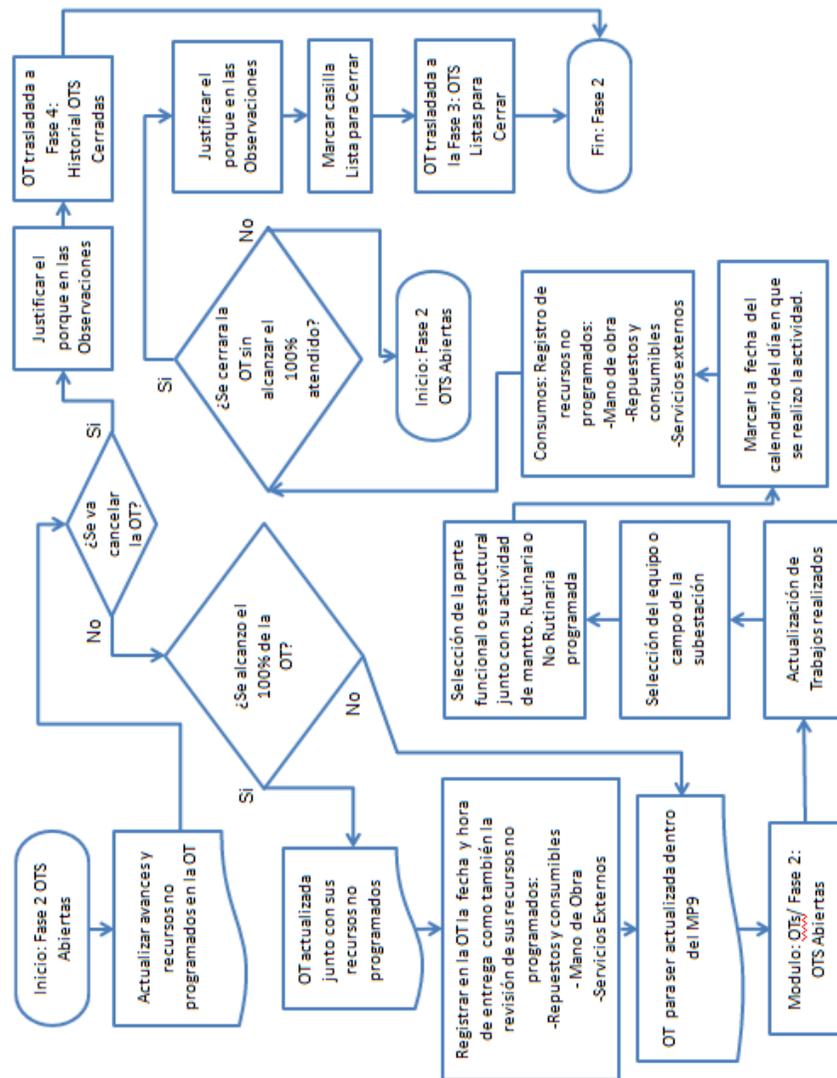
Actualiza Mediciones Observaciones Consumos Guardar cambios Cancelar

Fuente: MP9 Software.

El responsable de la OT se encarga de realizar lo anterior en la OT impresa, el cual como se menciono en la Fase 1. Cuando hallan

avances se debe de informar al gestor del MP9 y al finalizarla deberá ser entrega para actualizarla en el sistema de la misma forma que se lleno la OT.

Figura 51. Fase 2: OTs abiertas



Fuente: elaboración propia.

- Caso 2: Marcar lista para cerrar- No se alcanzo el 100% de avance: esto sucede cuando ciertas actividades de mantenimiento dentro de la OT no pudieron llevarse a cabo por falta de repuestos o recursos, la madre naturaleza, atraso en los mantenimientos y acorde al tiempo programado para estar fuera de línea, la OT no llegara al 100% de realizado. Estas OTs quedan pendientes por lo que pueden marcarse listas para cerrar, solo si el mes está por terminar y no se tiene un tiempo definido por las razones mencionadas. Solo así dentro del MP9 permitirá trasladar la OT a la Fase 3: Listas para cerrar. Quedando pendiente de definir su estado durante el tiempo, no es recomendable que permanezca por más de un mes una OT abierta. Si la actividad pendiente se atenderá dentro del periodo de un mes, no es necesario marcarla lista para cerrar. Esta acción en la mayoría de veces se marcara cuando las pendientes se integraran en otra OT u otro mes.

¡Ojo!, para este caso siempre debe justificarse en las observaciones de la OTs, ya que es un respaldo para los jefes de subestaciones para rendir cuentas sobre un atraso, suspensión de actividades, reprogramación de mantenimientos y entre otros.

- Caso 3: Se cancela la OT: se puede presentar el caso que no se vaya a atender la OT en el periodo del mes correspondiente sino en otro mes por razones mencionadas que involucren recursos u otros factores externos. Se reprograman las actividades y se divide la OT cancelada en varias o se unen actividades a otra nueva OT. Esta OT se traslada automáticamente a la Fase 4: Historial de OTS .

¡Ojo!, aquí también debe justificarse en las observaciones de la OT, ya que es un respaldo para los jefes de subestaciones para rendir cuentas el porqué se cancelo la OT junto con sus actividades de mantenimiento.

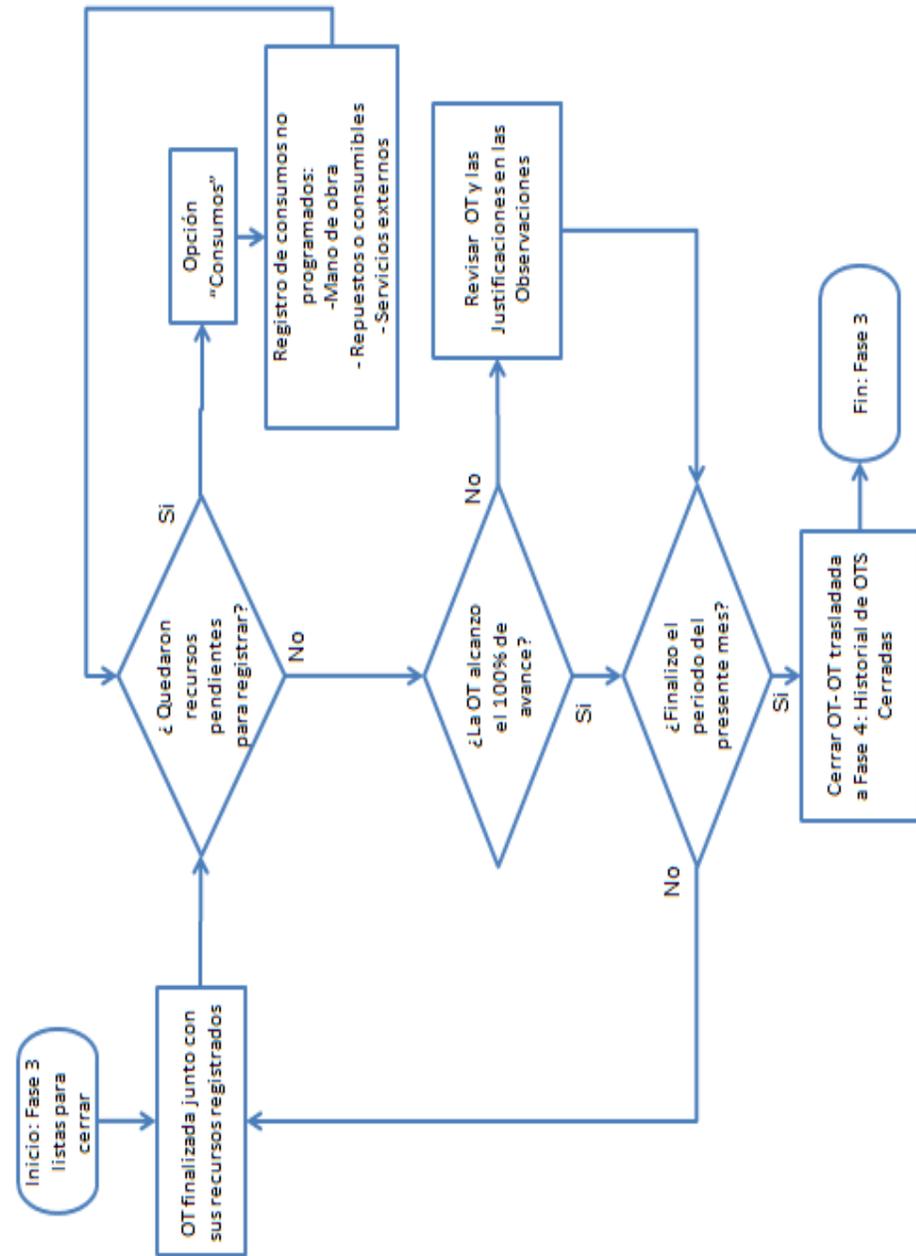
- Fase 3: OTs Abiertas listas para cerrar: punto donde se ven las OTS ya atendidas o actividades de mantenimiento que ya fueron realizadas, solo esperando para ser cerradas. Se recomienda que en esta fase se supervise el registro de sus recursos no programados que fueron utilizados para llevar a cabo las actividades. Tomar en cuenta que el recurso de mano de obra siempre debe registrarse ya que no necesariamente para realizar una inspección visual y mecánica a una bahía de la subestación se necesiten repuestos o consumibles, herramientas, sino siempre se requiere que alguien lo haga.
  - Caso 1: Se cumplió con el 100% de las actividades: este caso representa que se cumplieron todas las actividades de mantenimiento y que fueron actualizados sus recursos no programados. Tomar en cuenta que en esta fase aun pueden modificarse o agregarse estos tipos de recursos. Esta fase es un indicador de los trabajos que ya fueron realizados dentro del periodo de un mes. Durante los primeros cinco días del siguiente mes, se cierran las OTs para trasladarse a la Fase 4: Historial de OTs cerradas, es lo recomendable en tiempo.
  - Caso 2: No se cumplió con el 100% de las actividades: esto se puede dar por los siguientes escenarios:
    - Falta de recursos (Repuestos, Mano de Obra, Servicios Externos).

- Desastres naturales.
- Atrasos imprevistos durante el mantenimiento que requiera reprogramar lo faltante. Esto puede suceder ya que junto con las comercializadoras y la coordinación de mantenimientos de la institución se establece un horario para volver a energizar la línea o banco de transformación, dependiendo del caso que se presente.

A pesar que no se cumpla con el 100% de las actividades de la OT, las que si se realizaron pueden registrarse y la OT puede pasar incompleta a la Fase 4: Historial de OTs cerradas, pero solo reprogramara las que si fueron atendidas y las que no, vuelven a la Fase 1: Generador de OTs, para ser reprogramadas o generar nuevamente otra OT para estas actividades pendientes.

¡Ojo!, siempre debe existir una justificación para este caso de OTs, ya que es un respaldo para los jefes de subestaciones para rendir cuentas sobre un atraso, suspensión de actividades, reprogramación de mantenimientos y entre otros.

Figura 52. Diagrama Fase 3: Listas para cerrar



Fuente: elaboración propia.

- Fase 4: Historial de Ots cerradas: representa un historial de OTs cerradas, trabajos ya realizados en cada mes, actualizados y con sus

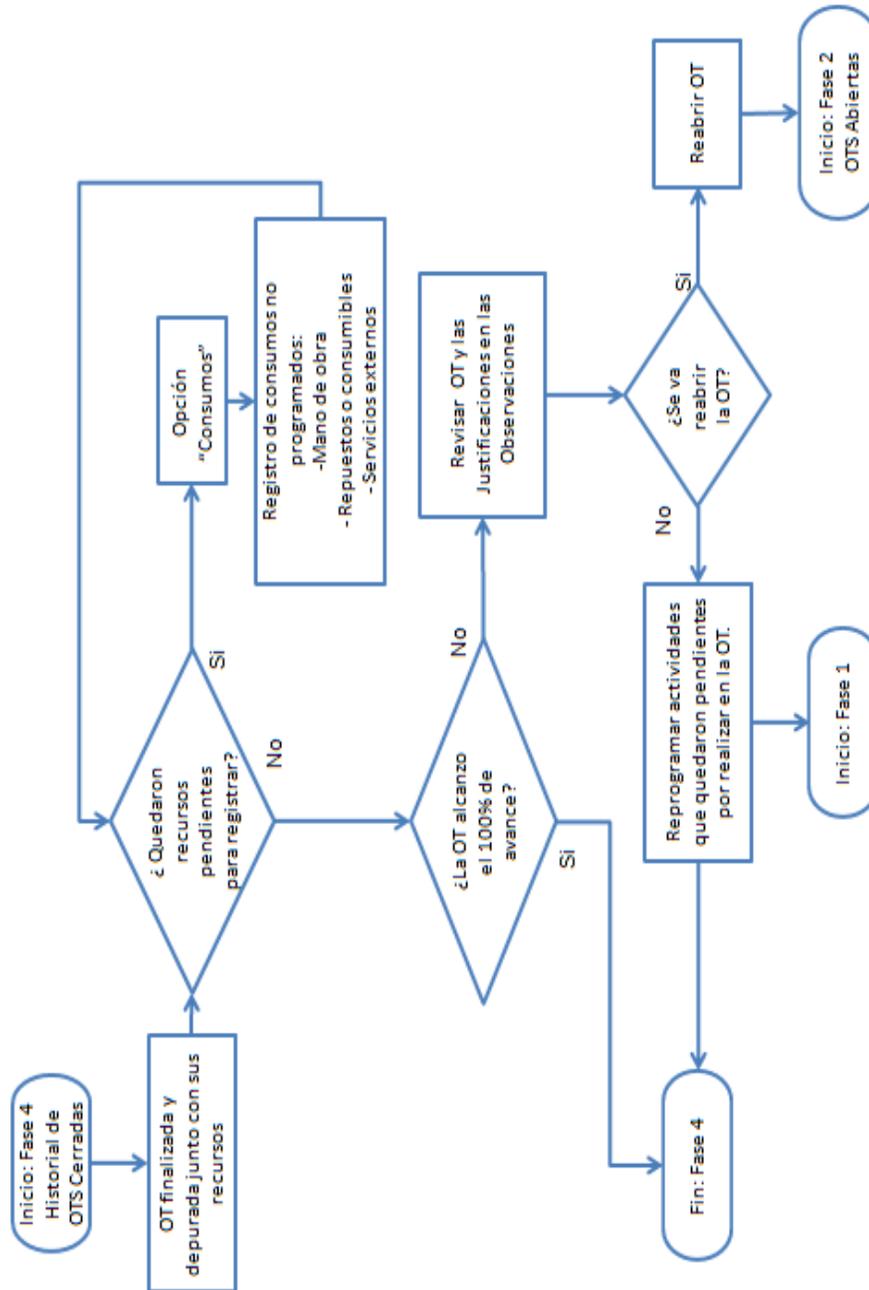
recursos registrados. Cada OT que llegue a esta fase, el MP9 tomará toda la información registrada para realizar flujo de recursos, comparativo de equipos que mas fallas han tenido, comparativo de actividades (preventivas, predictivas, correctivas, apoyo y mejora), índices de mantenimiento, costos y entre otros.

También en esta fase aparecen las OTs que fueron canceladas y es importante que estas aparezcan justificadas para cualquier respaldo o el porqué se cancelo dicha OT, esto le tiene más interés a los jefes de planta.

Se pueden reabrir de nuevo las OTs canceladas dado el caso que no se desee generar otra OT adicional pero lo que se recomienda es que este dentro del mismo periodo del mes en que se cancelo y en que se va realizar. Esta recomendación va dirigida a OTs con mantenimientos rutinarios ya que para las no rutinarias se pueden actualizar las fechas de trabajo en cualquier fecha que no sea mayor a la actual. En cambio las rutinarias que se generaron hace un mes, no se podrán marcar las fechas actuales como realizadas, ya que solo se controla un corte mensual.

También es posible seguir actualizando los recursos no programados en las OTs que hayan hecho falta o modificar alguno.

Figura 53. Diagrama Fase 4: Historial de OTS cerradas



Fuente: elaboración propia.



### **3. FASE ENSEÑANZA-APRENDIZAJE**

#### **3.1. Capacitación al personal encargado de gestionar el MP**

La capacitación es una herramienta fundamental, que ofrece la posibilidad de mejorar la eficiencia del trabajo de la empresa, permitiendo a su vez que la misma se adapte a las nuevas circunstancias que se presentan tanto dentro como fuera de la organización.

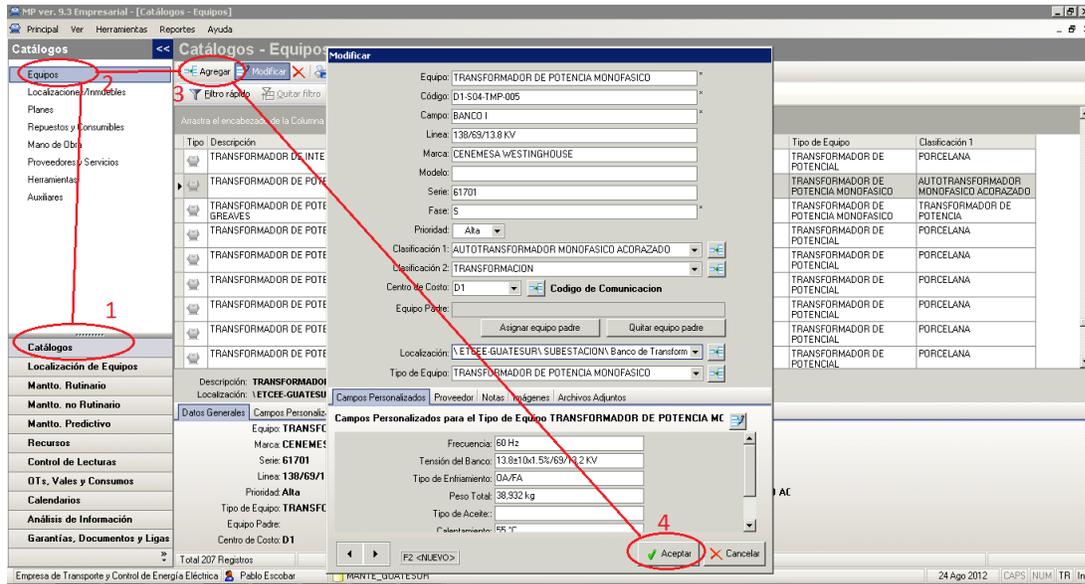
##### **3.1.1. Manual básico para el manejo del MP9**

Este es un instrumento administrativo que contiene en forma explícita, ordenada y sistemática; así como las instrucciones que se consideren necesarios para la ejecución del trabajo asignado al personal.

##### **3.1.1.1. Crear un equipo**

- Ingresar al Módulo Catálogos
- Opción Equipos
- Botón Agregar: en este punto se desglosa la ficha técnica, donde contiene todos los campos de información, referente del equipo que deben irse llenando.

Figura 54. Crear un equipo

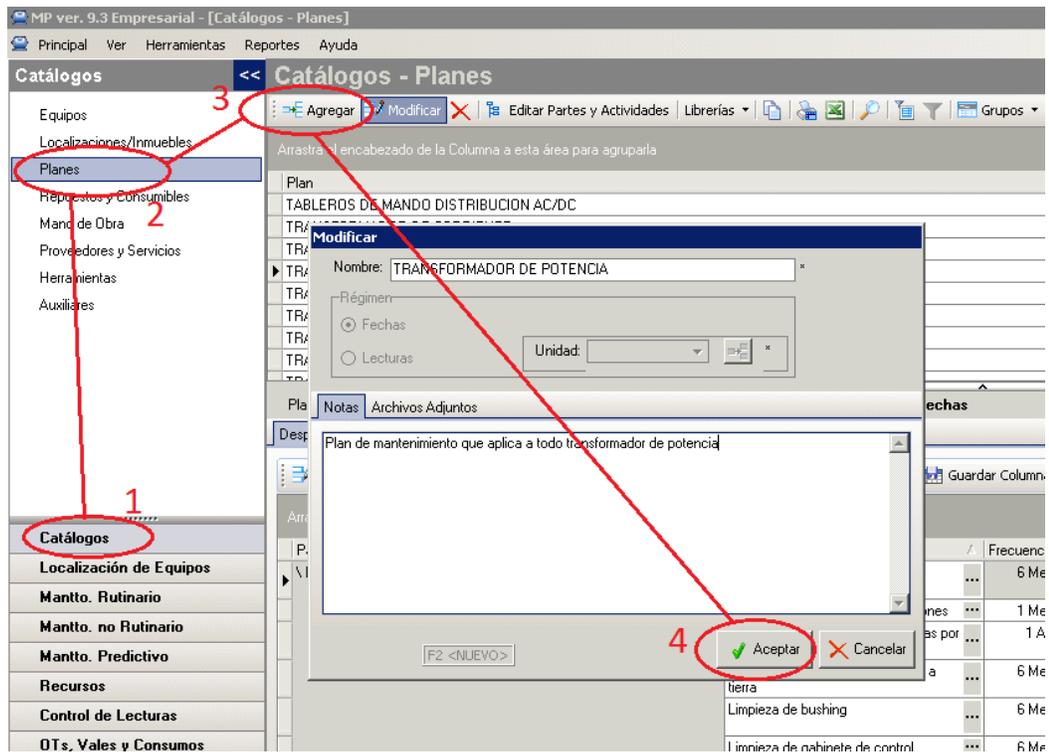


Fuente: MP9 Software.

### 3.1.1.2. Crear un Plan de Mantenimiento

- Ingresar al Módulo Catálogos
- Opción Planes
- Botón Agregar: en este punto, se desglosa un subformulario donde contiene todos los campos de información referente al encabezado o nombre del plan que deben irse llenando.
- Botón Aceptar, registro guardado

Figura 55. Crear un Plan de Mantenimiento

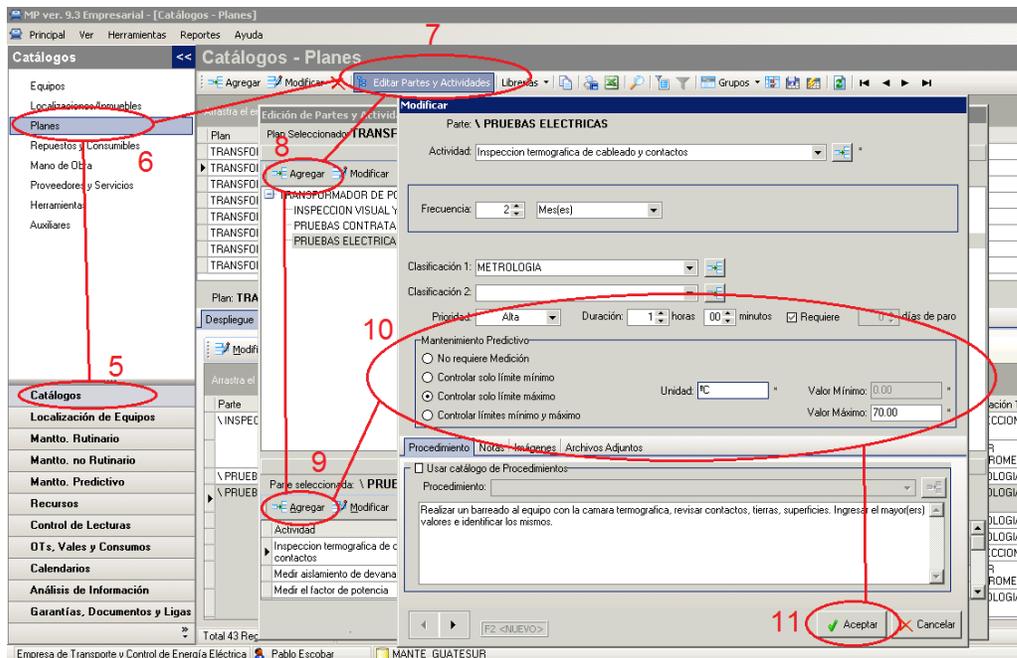


Fuente: MP9 Software.

- Ingresar al Modulo Catálogos
- Opción Planes
- Botón Editar Partes y Actividades
- Botón Agregar, en este punto se desglosa un sub-formulario donde se puede agregar una parte funcional (sistema) o estructural (despiece del equipo) del plan.

- Botón Agregar, desglosa la ficha para crear la actividad(es) del plan ingresado. Donde se nombra la tarea, su frecuencia, prioridad, duración, procedimientos, notas e imágenes, archivos digitales entre otros.
- Franja Mantenimiento Predictivo, muy importante para parametrizar las mediciones o estándares, para controlar la tendencia o diagnóstico de un equipo al realizar pruebas. Se puede adaptar a la necesidad, si son valores máximos, mínimos o los dos rangos, como también establecer la dimensional.
- Botón Aceptar, registro guardado

Figura 56. Crear una actividad dentro del plan creado



Fuente: MP9 Software.

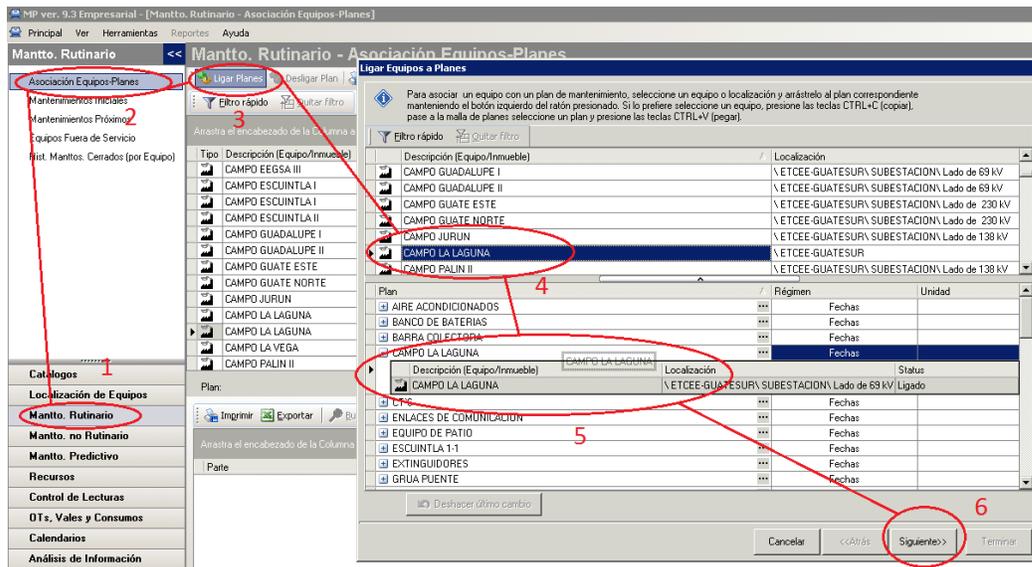
### **3.1.1.3. Asociar equipo-plan**

- Ingresar al Módulo Mantenimiento. Rutinario
- Opción Asociación Equipos-Planes
- Botón Ligar Planes : en este punto se desglosa un subformulario, donde contiene el listado de todos los equipos o inmuebles.
- Seleccionar el equipo o inmueble a ligar.
- Manteniendo presionando el clic izquierdo, arrastrar seleccionado hacia abajo que se encuentra el listado de planes creados, ubicando el plan a trabajar. Soltar el clic izquierdo, en el nombre del plan. Se mostrar abajo del nombre del plan todos los equipos ligados.
- Botón Siguiente , registro guardado

### **3.1.1.4. Programar fechas de mantenimientos**

- Ingresar al Módulo Mantenimiento. Rutinario
- Opción Mantenimientos Iniciales
- Botón Registrar Mantenimientos Iniciales : en este punto, se desglosa un subformulario donde contiene el listado de todos los equipos o inmuebles. Seleccionar cuál de ellos se va programar.

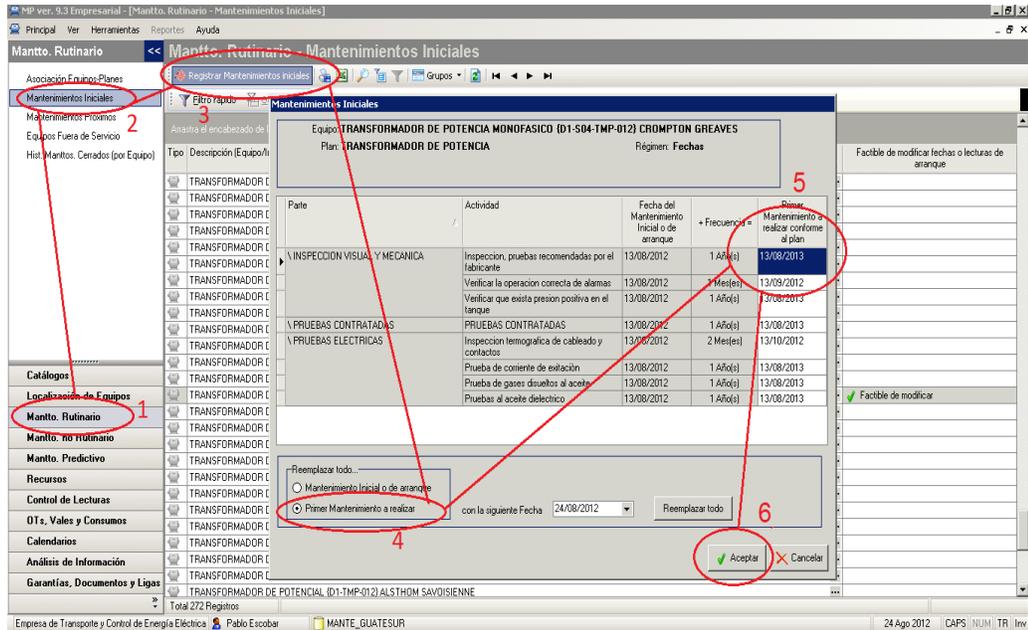
Figura 57. Asociar un equipo a un Plan de Mantenimiento



Fuente: MP9 Software.

- Seleccionar Primer Mantenimiento a realizar, ya que este va ser el primero a cumplirse conforme al plan, de caso contrario, si el equipo fuera nuevo se selecciona el Mantenimiento Inicial o de arranque .
- Ingresar la fecha actual o futura para llevar a cabo el primer manteamiento conforme al plan.
- Botón Aceptar , registro guardado

Figura 58. Programar fechas de mantenimiento



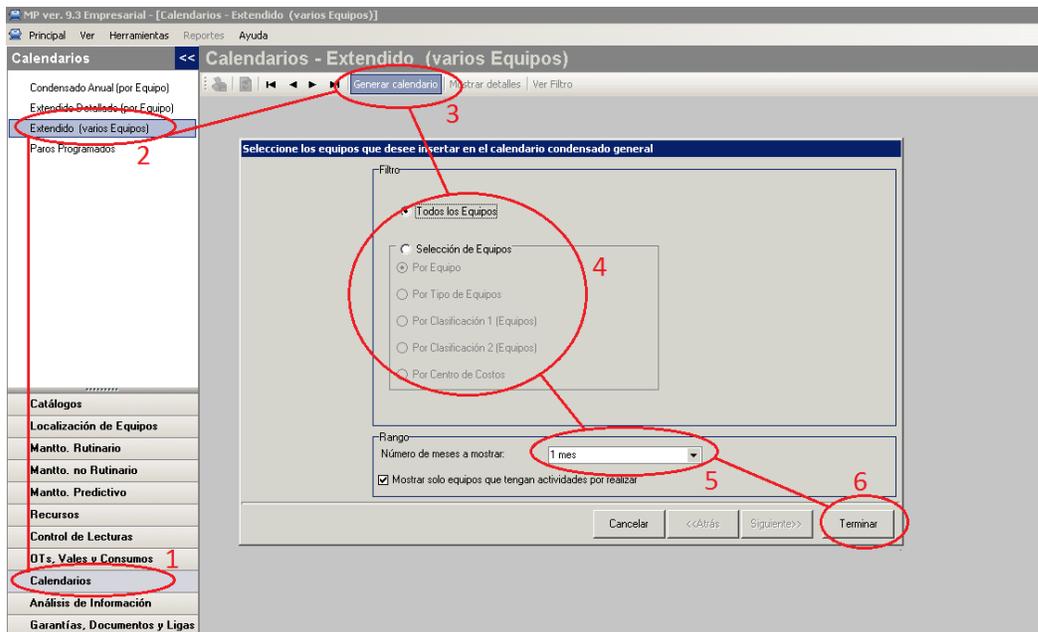
Fuente: elaboración propia.

### 3.1.1.5. Generar calendarios

- Ingresar al Módulo Calendarios
- Opción Extendido (Varios Equipos)
- Botón Generar Calendario
- En este punto, se desglosa un subformulario, donde permite desglosar un calendario general de todos los equipos o poder seleccionar los equipos que se desea observar ya sea por tipo de equipo, sistema o área responsable.

- Seleccionar el rango a proyectar, tomando en cuenta que toma la fecha actual del sistema hacia adelante. Filtrar para que solo desglose equipos con actividades por atender dentro del rango.
- Botón Aceptar , registro guardado

Figura 59. **Generar calendarios**



Fuente: MP9 Software.

### 3.1.1.6. Fase 1: Generar una OT

- Ingresar al Módulo OTs, Vales y Consumos
- Opción Fase 1: Generador de OTS , se debe seleccionar el equipo y en la parte de abajo, se desglosa las actividades del plan que tiene ligado

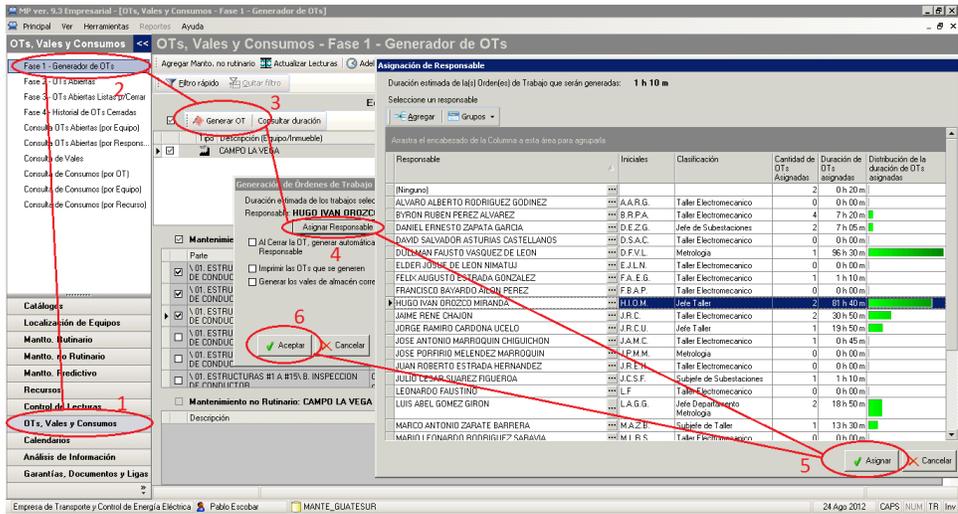
que se van a integrar en la OT. Tomar en cuenta, que no aparecerán todas las actividades del plan, solo se mostrarán las que están programadas dentro del periodo del presente mes.

- Botón Generar OT. Se puede integrar en una sola OT a varios equipos y actividades.
- Botón Asignar Responsable , al generar la OT desglosa un pequeño formulario para asignar al responsable que se hará cargo de llevar y actualizar todas las actividades como la OT. También se puede marcar la casilla para imprimir la OT
- Botón Aceptar, responsable asignado
- Botón Aceptar, registro guardado

#### **3.1.1.7. Fase 2: Actualizar OT abierta**

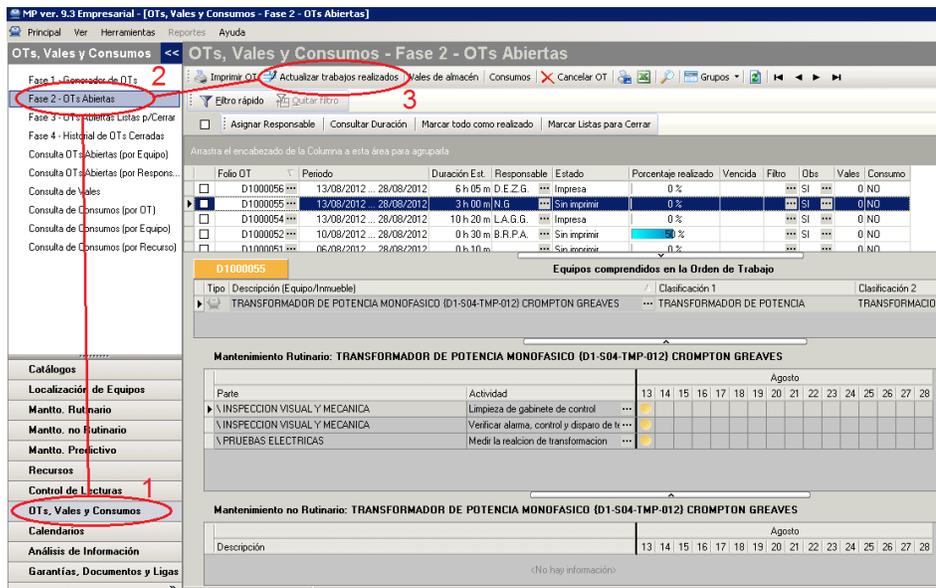
- Ingresar al Módulo OTs, Vales y Consumos
- Opción Fase 2: OTs Abiertas . Seleccionar el equipo y en la parte de abajo, se desglosa las actividades del plan, que tiene ligado que se están atendiendo dentro de la OT generada.
- Botón Actualizar trabajos realizados

Figura 60. Generar una OT



Fuente: MP9 Software.

Figura 61. Fase 2: Actualizar OT abierta



Fuente: MP9 Software.

Figura 62. Actualizar actividades de OT abierta

**Actualización de Orden de Trabajo**

Folio OT: D1000055 Estado: Sin imprimir Período: 13/08/2012 ... 28/08/2012 Duración: 3 h 00 m Porcentaje realizado: 66.67  
 Generó: Pablo Escobar Responsable: NORMAN GAMEZ  Lista para cerrar

**Equipos comprendidos en la Orden de Trabajo**

Tipo	Descripción (Equipo/Inmueble)	Clasificación 1	Clasificación 2	Prioridad
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA MONOFASICO (D1-S04-TMP-012) CROMPTON G	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	TRANSFORMACION	Alta

**Mantenimiento Rutinario: TRANSFORMADOR DE POTENCIA MONOFASICO (D1-S04-TMP-012) CROW**  Marcar todos  Marcar renglón  Desmarcar todos  1 2 3

Parte	Actividad	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
INSPECCION VISUAL Y MECANICA	Limpieza de gabinete de control																
INSPECCION VISUAL Y MECANICA	Verificar alarma, control y dispo de																
PRUEBAS ELECTRICAS	Medir la reacion de transformacion																

**Mantenimiento no Rutinario: TRANSFORMADOR DE POTENCIA MONOFASICO (D1-S04-TMP-012) CROMPTON GREAVES**  1 2 3

Descripción: <No hay información>

5 Observaciones 6-9 Consumos 10 Guardar cambios Cancelar

Fuente: MP9 Software.

Figura 63. Registro de consumos en OT

**Consumir recurso**

Folio OT: D1000055

Tipo de Recurso:

Arrastra el encabezado de la Columna a esta área para agruparla

Nombre completo	Iniciales	Clasificación	Costo/Hr ordinaria	Costo/Hr extraordin
ALVARO ALBERTO RODRIGUEZ GODINEZ	A.A.R.G.	Taller Electromecanico	Q20.00	
BYRON RUBEN PEREZ ALVAREZ	B.R.P.A.	Taller Electromecanico	Q20.00	Q40.00
DANIEL ERNESTO ZAPATA GARCIA	D.E.Z.G.	Jefe de Subestaciones	Q35.00	Q70.00
DAVID SALVADOR ASTURIAS CASTELLANOS	D.S.A.C.	Taller Electromecanico	Q20.00	Q40.00
DULLMAN FAUSTO VASQUEZ DE LEON	D.F.V.L.	Metrologia	Q15.00	Q30.00
ELDER JOSUE DE LEON NIMATUJ	E.J.L.N.	Taller Electromecanico	Q15.00	Q30.00

Nombre completo: **ALVARO ALBERTO RODRIGUEZ GODINEZ**

Duración: 0 horas 00 minutos  Ordinaria  Extraordinaria Fecha: 24/08/2012

Equipo/Inmueble: TRANSFORMADOR DE POTENCIA MONOFASICO (D1-S04-TMP-012) CROMPTON GREAVES

Centro de Costo: D1 Costo unitario: Q20.00

Tipo de Trabajo: Preventivo

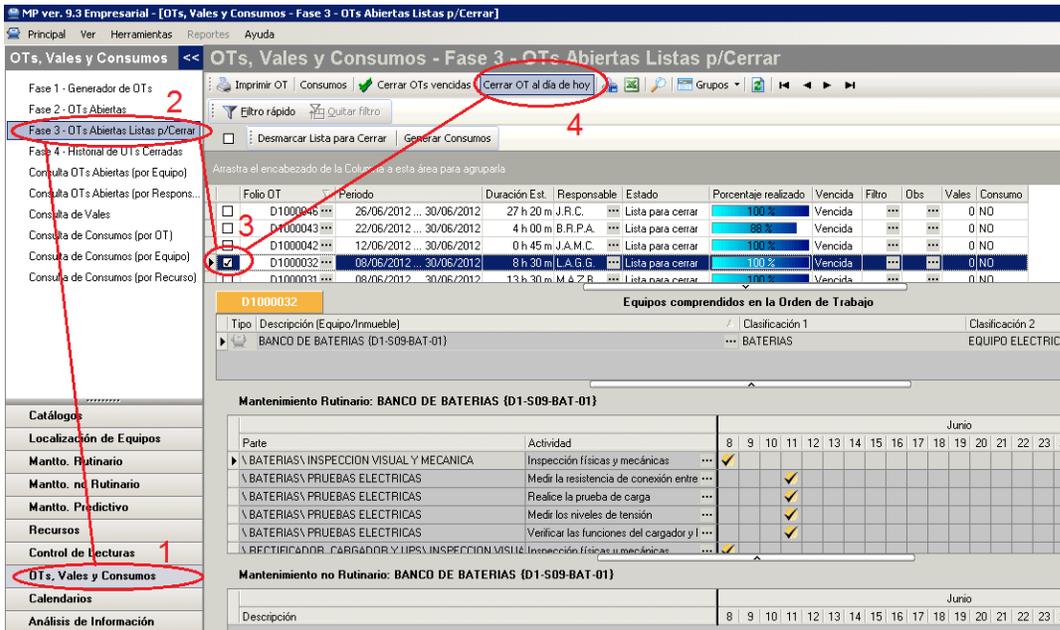
Fuente: MP9 Software.

- Marcar en el calendario la casilla en donde se llevó a cabo la actividad o se finalizó. No se debe marcar fechas posteriores a la del sistema. El punto amarillo, indica el día que está programado realizarse. Sino se cumple, esta puede marcarse después en el día correspondiente a lo mencionado anteriormente.
- Opción Observaciones . Se tiene la opción de dar alguna observación importante de la OT o alguna actividad, incumplimiento del 100% de la OT, cancelar la OT y entre otros casos que pueden darse durante el mantenimiento.
- Botón Consumos . Se puede registrar los consumos no programados de la OT.
- Se puede registrar la mano de obra, repuestos, consumibles y servicios externos que se utilizaron para el cumplimiento del 100% de la OT.
- Registrar para la mano de obra su tiempo de trabajo, ya sea en horario ordinario o extraordinario. Registro de repuestos y consumibles tanto la cantidad como el costo. Servicios externos tanto el tipo de servicio como su precio.
- Botón Aceptar , registro guardado
- Botón Guardar cambios , registros guardados

### **3.1.1.8. Fase 3: OT Lista para cerrar**

- Ingresar al Módulo OTs, Vales y Consumos
- Opción Fase 3: OTs Abiertas Listas para Cerrar . Seleccionar el equipo y en la parte de abajo se desglosa las actividades del plan que tiene ligado que ya han sido atendidas dentro de la OT generada solo esperando para registrar recursos pendientes y ser cerrada cuando finalice el mes presente.
- Iniciando cada mes, ya se puede depurar las OTS finalizadas cerrándolas. Seleccionar la OT marcando la casilla.
- Botón Cerrar OT al día de Hoy . Al operar esto, la OT se cierra y todos los registros dentro de ella, el sistema los toma en cuenta para los análisis de información, como cantidad de recursos consumidos, costos de mano de obra, actividades atendidas y entre otras. Solo aceptar, cuando se cierra.

Figura 64. OT Lista para cerrar

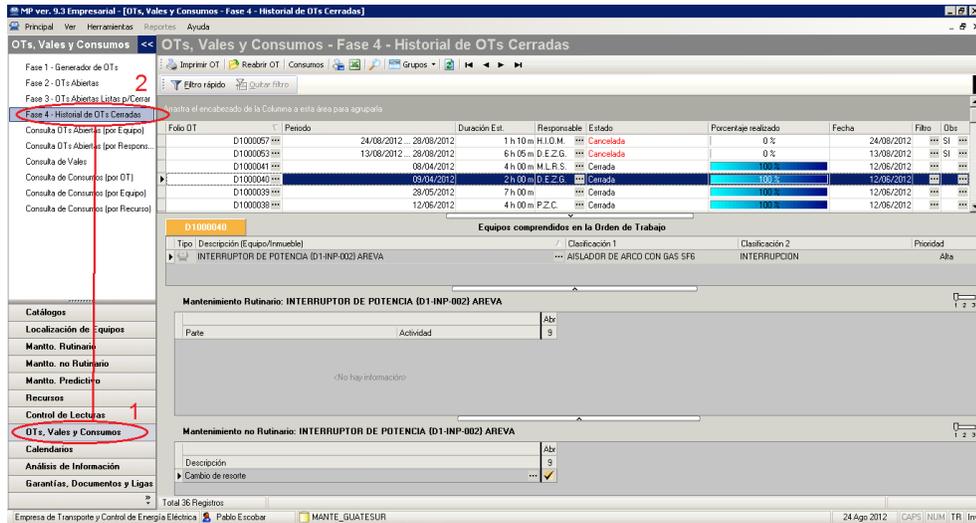


Fuente: MP9 Software.

### 3.1.1.9. Fase 4: Historial de OTs cerradas

- Ingresar al Modulo OTs, Vales y Consumos
- Opción Fase 4: Historial de OTs Cerradas . Seleccionar el equipo y en la parte de abajo, se desglosan las actividades del plan que tiene ligado que ya han sido atendidas, dentro de la OT y junto con sus observaciones y recursos registrados.

Figura 65. Historial de OTS cerradas



Fuente: MP9 Software.

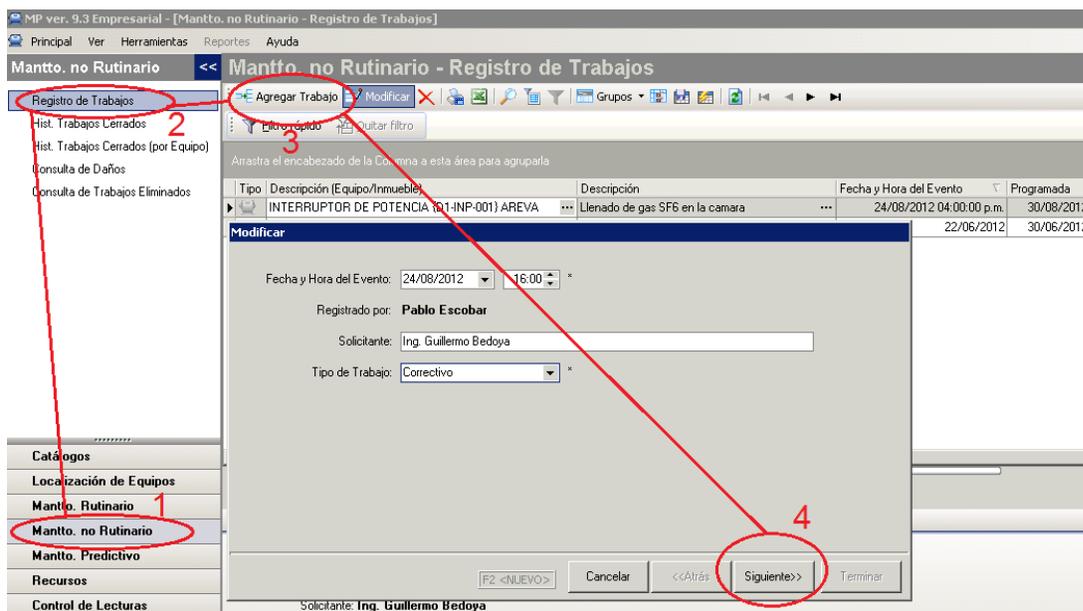
- Ingresar al Módulo OTs, Vales y Consumos .
- Opción Fase 4: Historial de OTs Cerradas . Seleccionar el equipo y en la parte de abajo, se desglosa las actividades del plan que tiene ligado que ya han sido atendidas dentro de la OT y junto con sus observaciones y recursos registrados.

### 3.1.1.10. Registro de trabajos no rutinarios

- Ingresar al Módulo No Rutinario
- Opción Registro de Trabajos

- Botón Agregar Trabajo. Ingresar la fecha y hora en que sucedió el evento o decisión, el solicitante y el tipo de trabajo que puede ser: preventivo, predictivo, correctivo, apoyo y mejora.
- Botón Siguiente. Siguiendo paso para continuar registrando información importante de la actividad.

Figura 66. Registro de no rutinario etapa uno



Fuente: MP9 Software.

Figura 67. Registro de no rutinario etapa uno A

Modificar

Equipo/inmueble: INTERRUPTOR DE POTENCIA {D1-INP-001} AREVA

Descripción del Trabajo: Llenado de gas SF6 en la camara de la fase T \*

Observaciones: El equipo esta presentando fuga por la camara de gas o en el orificio de llenado, verificarlo. La alarma ha señalizado un parametro cercano al fuera de rango. Presión Baja

Prioridad: Media

Clasificación 1: AREA ELECTRICA

Clasificación 2:

F2 <NUEVO> Cancelar <<Atrás Siguiete>> Terminar

Fuente: MP9 Software.

- Botón Siguiete. Luego de llenar los campos del trabajo que se va realizar.

Figura 68. ¿El trabajo no rutinario ya fue realizado?

Modificar

¿El trabajo ya fue realizado?

Si  No

F2 <NUEVO> Cancelar <<Atrás Siguiete>> Terminar

Fuente: MP9 Software.

- Botón Siguiente. Luego que analizar si se va programar la OT o ya se realizo, continuar.

Figura 69. Programar el trabajo no rutinario

Modificar

Fecha programada 30/08/2012

Requiere 0 días de paro

Mano de obra estimada 3 horas 00 minutos

F2 <NUEVO> Cancelar <<Atrás Siguiente>> Terminar

Fuente: MP9 Software.

- Botón Siguiente. Luego de programar la fecha y el tiempo estimado de mano de obra que se llevará dicho trabajo, continuar.

Figura 70. Registro para el análisis de fallas en caso correctivo

Modificar

Causa de la Falla: Falla natural de partes por uso o envejecimiento, (no consumibles)

Tipo de Equipo: INTERRUPTOR DE POTENC

Tipo de Falla: Deterioro del empaque del orifí  
AISLADOR FISURADO  
ARCO  
Aislador flameado  
DESGASTE MECANICO  
Deterioro del empaque del orificio

F2 <NUEVO> Cancelar <<Atrás Siguiete>> Terminar

Fuente: MP9 Software.

- Botón Siguiete. Luego de seleccionar la causa más acertada de la falla e ingresar el tipo de falla, si no existiera en el registro, continuar.

Figura 71. Preguntas importantes para casos correctivos

Modificar

¿Paró el equipo?  
 No  Sí

¿Ocasionó que otros equipos pararan en cadena?  
 No  Sí

¿Causó algún tipo de daño?  
 No  Sí

Tipo de daño: [dropdown]

Descripción del daño: [text area]

Especifique el impacto de la falla en la seguridad, en la gestión de ambiente, en la producción o servicios, mencionando en su caso líneas de producción afectadas, etc.

F2 <NUEVO> Cancelar <<Atrás Siguiete>> Terminar

Fuente: MP9 Software.

- Botón Siguiente. Luego de Responder las preguntas mostradas anteriormente, continuar.

Figura 72. **Generar OT para caso no rutinario**

The image shows a software dialog box with a title bar that says "Modificar". Inside the dialog, there is a question: "¿Generar la OT para el trabajo programado?". Below the question are two radio buttons: "Sí" (unselected) and "No" (selected). At the bottom of the dialog, there is a row of buttons: "F2 <NUEVO>", "Cancelar", "<<Atrás", "Siguiete>>", and "Terminar". The "Terminar" button is circled in red, and the number "10" is written in red above it.

Fuente: MP9 Software.

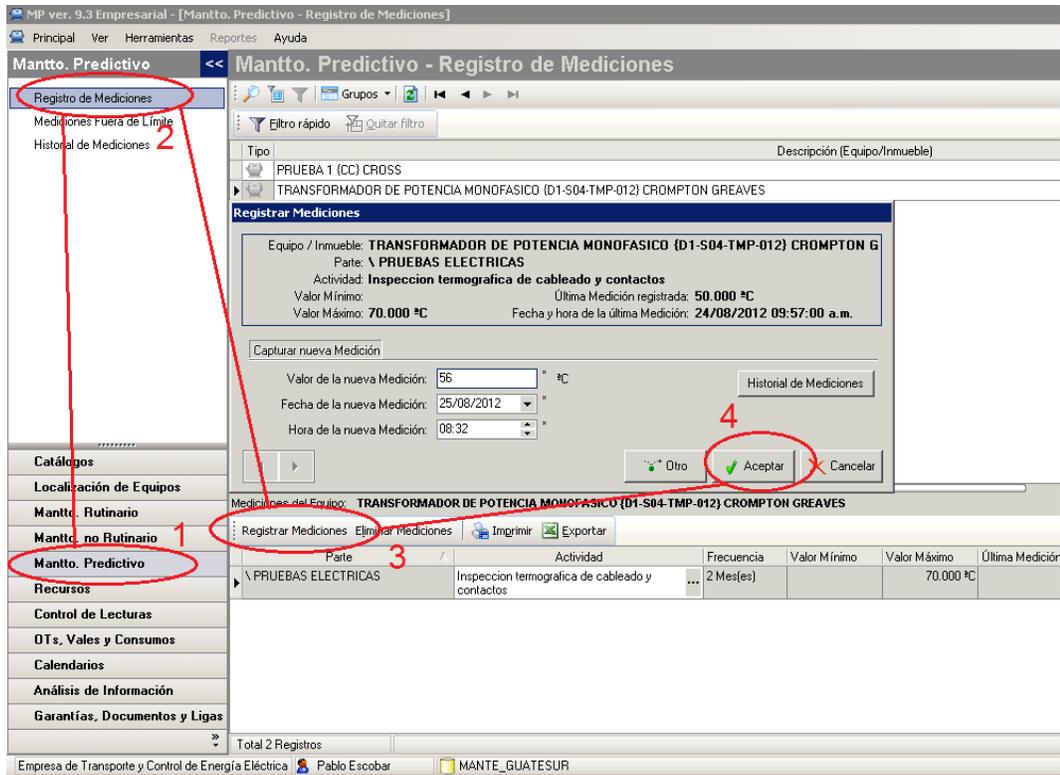
- Botón Terminar. Al responder que si, automáticamente se genera la OT y se desplaza a la Fase 2 de OTS abiertas, de lo contrario se traslada la actividad registrada hacia la Fase 1 de Generador de OTS, para que en su momento se genere.

### 3.1.1.11. Registro de lecturas predictivas

- Ingresar al Módulo Mantenimiento. Predictivo
- Opción Registro de Mediciones
- Botón Registro de Mediciones . En este formulario se registra la medición junto con su fecha y hora cuando se fue a tomar.

- Botón Aceptar , registro guardado

Figura 73. Registro de lecturas predictivas



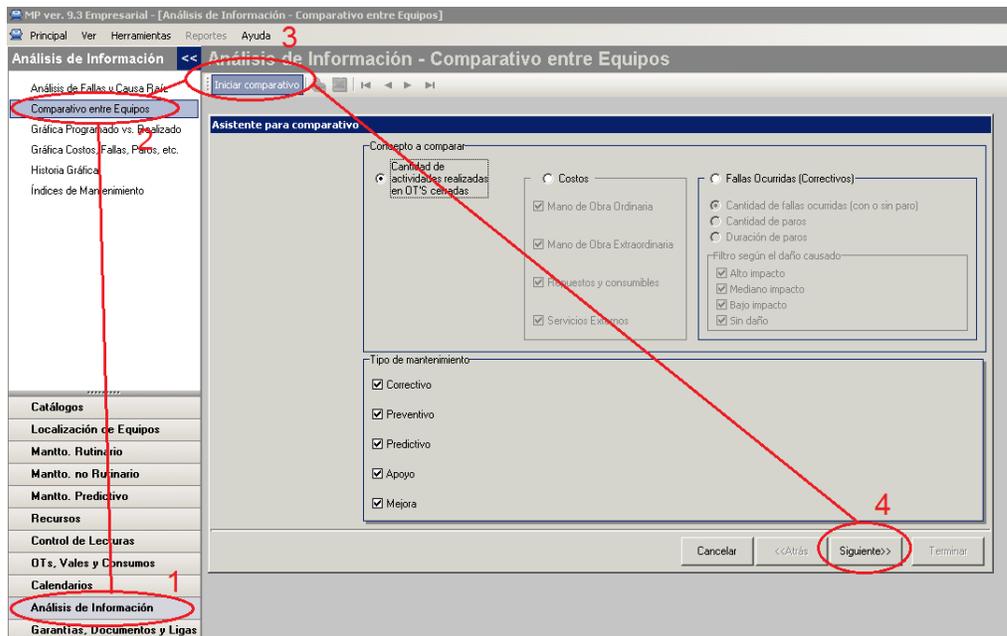
Fuente: MP9 Software.

### 3.1.1.12. Comparativo de equipos en actividades realizadas

- Ingresar al Módulo Análisis de información
- Opción Comparativo entre equipos

- Botón Iniciar Comparativo . Seleccionar los tipos de mantenimientos que desea comparar.
- Botón Siguiente . Continuar.

Figura 74. Comparativo de equipos en actividades realizadas



Fuente: MP9 Software.

Figura 75. **Asistente para comparativo entre equipos**

Asistente para comparativo

Agrupar por ...

Equipos  Tipo de Equipos  Clasificación 1 (Equipos)  Clasificación 2 (Equipos)  Centros de Costos

Equipos:  Todos  Selección

Aplicar rango por fechas

En los últimos 19 meses

En los últimos 1 días

Entre el 03/03/2010 y el 25/08/2012

Del 03/03/2010 a hoy

Filtro adicional

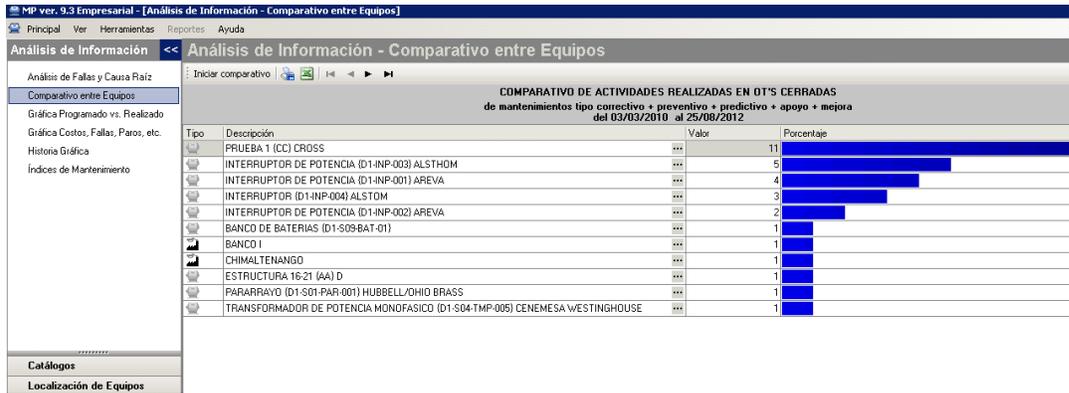
Incluir registros en cero

Cancelar <<Atrás Siguiente>> **5** Terminar

Fuente: MP9 Software.

- Botón Terminar. Al seleccionar lo que desea comparar, si son con todos los equipos o equipos en específico o por medio de una clasificación como por área de trabajo. También parametrizando el período a mostrar. Ya procede a mostrar el comparativo.

Figura 76. Comparativo de equipos generado

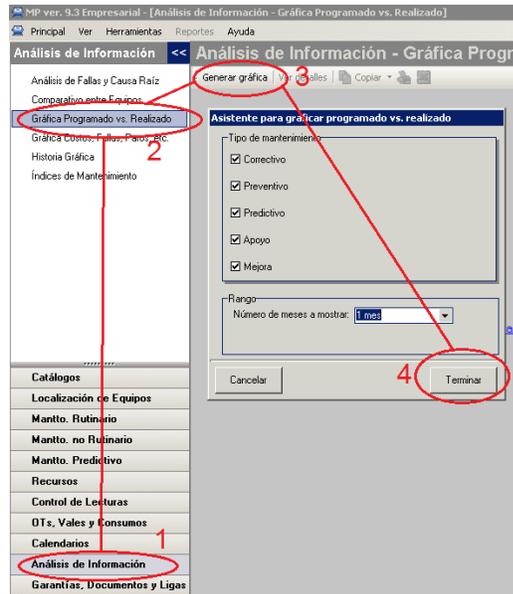


Fuente: MP9 Software.

### 3.1.1.13. Gráfica de programado versus realizado

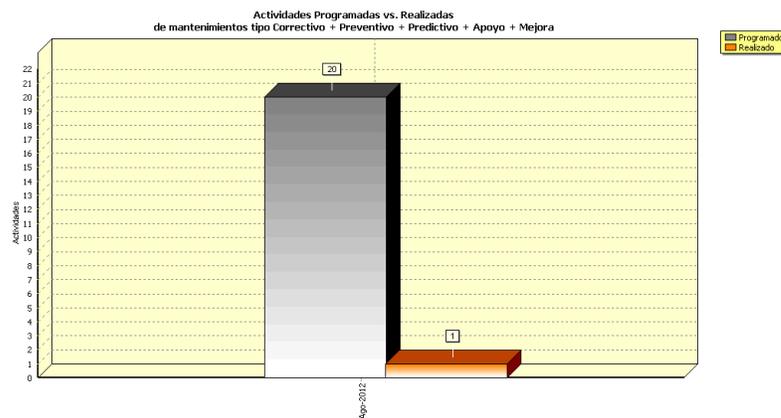
- Ingresar al Módulo Análisis de información
- Opción Gráfica Programado vs. Realizado
- Botón Generar Gráfica. Seleccionar los tipos de mantenimientos que desea mostrar y el rango de tiempo que desea proyectar.
- Botón Terminar . Generando gráfica

Figura 77. Parametrizar la gráfica Programado vs Realizado



Fuente: MP9 Software.

Figura 78. Gráfica Programado vs Realizado



Fuente: MP9 Software.

### **3.1.2. Cursillo: Desarrollo de Planes de Mantenimiento Eficaz-PME**

La actualización constante es importante para adecuar los planes de mantenimiento a las necesidades del mantenimiento por ello se dio lugar a la realización de un cursillo.

#### **3.1.2.1. Objetivos del curso**

El objetivo fundamental de este curso, es implementar una metodología para desarrollar planes de mantenimiento eficaces, con el propósito que dé confiabilidad en los equipos en aumentar la disponibilidad y disminuir costos de mantenimiento. El análisis de una subestación, planta e industrias, junto con esta metodología aporta una serie de resultados:

- Mejora la comprensión del funcionamiento de los equipos y sistemas
- Analiza todas las posibilidades de fallo de un sistema y desarrolla mecanismos que tratan de evitarlos, ya sean producidos por causas intrínsecas al propio equipo por actos personales.
- Determina una serie de acciones, que permiten garantizar una alta disponibilidad de la planta.

#### **3.1.2.2. Introducción**

Las acciones de tipo preventivo que evitan fallos y que por tanto, incrementan la disponibilidad de la planta son de varios tipos:

- Tareas de mantenimiento, que agrupadas forman el Plan de Mantenimiento de una subestación o industria .
- Procedimientos operativos dentro de la gestión de mantenimiento
- Modificaciones o mejoras posibles
- Definición de una serie de acciones formativas realmente útiles y rentables para la empresa.
- Determinación del *stock* de repuesto que es deseable que permanezca en subestaciones, plantas e industrias.

Actualmente existen varias metodologías para buscar la mejor estrategia para que los equipos sigan haciendo lo que los usuarios quieren que hagan en su presente contexto operacional o entorno. Una de estas metodologías es El RCM2 Mantenimiento Centrado en Confiabilidad , se basa en el análisis de fallos, tanto aquellos que ya han ocurrido, como los que se están tratando de evitar con determinadas acciones preventivas como por último, aquellos que tienen cierta probabilidad de ocurrir y pueden tener consecuencias graves. Es importante que en el desarrollo planes de mantenimiento se puedan aplicar filosofías, para que se integren actividades de mantenimiento que surgen por el análisis de fallos ya que por medio de esto se pueden evitar o controlar modos de fallo cíclicos. Debe contestar a siete preguntas claves:

- ¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo, en su actual contexto operacional?
- ¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones?

- ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?
- ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?
- ¿En qué sentido es importante cada falla?
- ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla?
- ¿Qué debe hacerse, si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?

Con base en la metodología que se basa el RCM2 comprendida en una serie de fases:

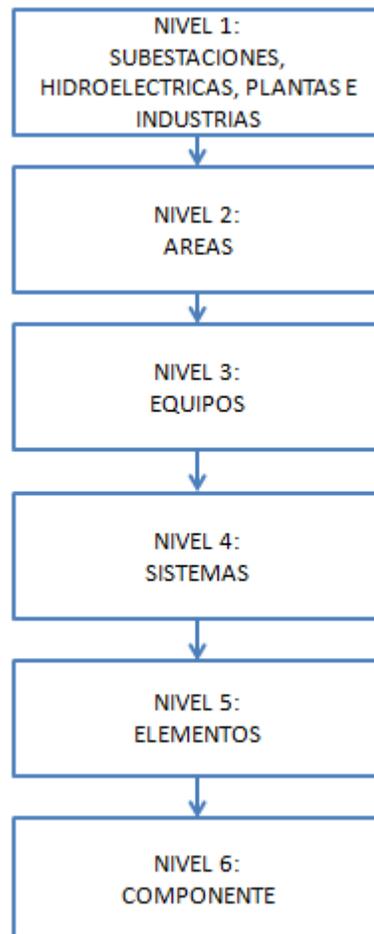
### **3.1.2.3. Fase 1: Selección del equipo**

El primer problema que se plantea, al intentar realizar actividades de mantenimiento, tanto rutinarios como las que surgen del análisis de fallos, según la metodología del RCM2, es elaborar una lista ordenada de los equipos que hay en ella. Realizar un inventario de los activos de la planta, es algo más complejo de lo que pueda parecer en un primer momento.

Una simple lista de todos los motores, bombas, sensores, etc. de la planta no es útil ni práctica. Una lista de estas características, no es más que una lista de datos, no es una información (hay una diferencia importante entre datos e información). Si quiere elaborar una lista de equipos realmente útil, se debe expresar esta lista en forma de estructura arbórea, en la que se indiquen las relaciones de dependencia, de cada uno de los ítems con los restantes.

En una subestación eléctrica o planta industrial puede distinguirse los siguientes niveles:

Figura 79. **Niveles dentro de una planta industrial**



Fuente: elaboración propia.

Una empresa puede tener una o varias plantas o subestaciones, cada una de las cuales, puede estar dividida en diferentes zonas o áreas funcionales. Estas áreas pueden tener en común la similitud de sus equipos. Estas áreas estarán formadas por un conjunto de equipos, iguales o diferentes, que tienen

una entidad propia. Cada equipo, a su vez, está dividido en una serie de sistemas funcionales, que se ocupan de una misión dentro de él. Los sistemas a su vez se descomponen en elementos (el motor de un seccionador). Los componentes son partes más pequeñas de los elementos, y son las partes que habitualmente se sustituyen en una reparación.

Definir en primer lugar qué entiende por cada uno de estos términos:

- Planta: centro de trabajo, ejemplo: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica- INDE, Subestación Central Guatemala Sur.
- Área: zona de la planta que tiene una característica común (centro de coste, similitud de equipos, línea de producto, función), ejemplo: Área de la Subestación, campo EEGSA I de la línea de 69Kv.
- Equipo: cada uno de las unidades productivas que componen el área, que constituyen un conjunto, ejemplo: transformador de potencia 50MVA
- Sistema: conjunto de elementos que tienen una función común dentro de un equipo, ejemplo: Sistema de Transformación.
- Elemento: cada uno de las partes que integran un sistema. Ej.: el transformador de potencia tiene ventiladores, válvulas, relé *Bulcholz* y entre otros. Es importante diferenciar elemento y equipo. Un equipo puede estar conectado o dar servicio a más de un equipo. Un elemento, en cambio, solo puede pertenecer a un equipo. Si el ítem que trata de identificar, puede estar conectado o dar servicio simultáneamente a más de un equipo, será un equipo, y no un elemento.

- Componentes: partes en que puede subdividirse un elemento, ejemplo: rodamiento de un motor, junta rascadora de un cilindro neumático.

Nota: dentro del MP9 módulo de Catálogos opción Equipos , simplifica esta tarea y hasta puede clasificarse por sistemas, aéreas, localizaciones, tipos de equipo y entre otros.

#### **3.1.2.4. Fase 2: Listado de funciones y especificaciones**

Completar esta fase, significa detallar todas las funciones que tiene el sistema que se está estudiando, bajo su contexto operacional. Importante definir hasta que nivel apropiado de análisis se va a trabajar, ya que se cuentan con funciones primarias y secundarias (Ecología, Seguridad, Control, Confort, Apariencia, Economía).

Definición de una función:

Un verbo + un objetivo + el estándar de funcionamiento deseado por el usuario

Por ejemplo, si analiza un transformador de potencia, su función es transformar el voltaje ya sea elevándolo o reduciéndolo, manejando 69Kv/138Kv/230Kv y mantenimiento su potencia para fines de transporte. Si no se alcanzan los valores correctos, entender que el sistema, no está cumpliendo su función, no está funcionando correctamente, y se dice que tiene un fallo.

Para que el sistema cumpla su función, cada uno de los subsistemas en que se subdivide, deben cumplir la suya. Para ello, será necesario listar también las funciones de cada uno de los subsistemas.

Por último, cada uno de los subsistemas está compuesto por una serie de equipos. Posiblemente, fuera conveniente detallar la función de cada uno de estos equipos y elementos, por muy pequeño que fuera, pero esto haría que el trabajo fuera interminable y que los recursos que debería asignar para la realización de este estudio fueran tan grandes que lo harían inviable. Por ello, únicamente, se podrán detallar las funciones de unos pocos equipos, que se denominarán equipos significativos.

Tendra, tres listados de funciones:

- Las funciones del sistema en su conjunto
- Las funciones de cada uno de los subsistemas que lo componen
- Las funciones de cada uno de los equipos significativos de cada subsistema

Nota: dentro del MP9 módulo de Catálogos opción Equipos , simplifica esta tarea ya que cada equipo tiene su propia ficha técnica en donde se puede consultar sus atributos, manuales y fotografías.

### **3.1.2.5. Fase 3: Determinación de fallos funcionales y técnicos**

Un fallo funcional es la incapacidad de cualquier activo, de cumplir una función según un parámetro de funcionamiento aceptable para el usuario. Por ello en la fase anterior indica que sí realiza correctamente el listado de funciones, es muy fácil determinar los fallos: tendrá un posible fallo por cada función que tenga el activo (sistema, subsistema o equipo) y no se cumpla. Se puede llegar a dar:

- Falla total o parcial
- Falla por fuera de rango de límites superiores e inferiores de los estándares de funcionamiento.
- Falla por Instrumentos de medición e indicadores en mal estado
- Falla por el contexto operacional (su entorno)

Puede ser conveniente hacer una distinción entre fallos funcionales y fallos técnicos. Se define como fallo funcional, aquel fallo que impide al sistema en su conjunto, cumplir su función principal. Naturalmente, son los más importantes. Un ejemplo.

Un interruptor de potencia, para cumplir su función, necesita cumplir una serie de especificaciones. Las más importantes son: tiempo de apertura y cierre, presión en la cámara de gas SF<sub>6</sub>, composición química del gas SF<sub>6</sub>, BIL, voltaje y amperaje.

Un fallo funcional del interruptor de potencia puede ser:

- Estancamiento de las cuchillas en la apertura (no abre): será un fallo funcional, porque no cumple la apertura del mismo, en otras palabras está trabado, ya sea las tres fases o una de ellas. Esto se puede ir dando por el deterioro de las cuchillas, cada vez que sufre un esfuerzo eléctrico por los arcos generados por la ruptura de la rigidez dieléctrica dentro del medio ambiente, que en este caso es el gas SF<sub>6</sub>. Aquí se evidencia que el gas cumple una función importante que es aislar lo más posible el arco eléctrico y evitar que se dañe rápidamente las cuchillas de contacto como en si evitar explosiones de los *bushings*. En conclusión, un nivel bajo de presión, puede ocasionar a que ya no aislé y las temperaturas aumenten internamente llevando a un punto de fundición de las cuchillas y quedarse

pegadas. En la subestación, probablemente mandara una señal de emergencia, si la presión es baja y hasta se puede disparar, por su protección, haciendo esto una interrupción en la línea para el transporte de energía eléctrica y ocasionara falta de energía, para cargas o clientes consumidores y deterioro en las cuchillas.

Los fallos técnicos afectan tanto a sistemas, como a subsistemas o equipos. Un fallo técnico es aquel que, no impidiendo al sistema cumplir su función, supone un funcionamiento anormal de una parte de éste. Por ejemplo:

- Desfase de cierre o apertura entre las fases: aquí sucede que al accionar el sistema de apertura y cierre, exista un retardo en alguna de las fases para cerrar o abrirse, el cual incide a que tiende a ver un problema mecánico que atrasa esta función para tal fase. Esto puede llevar que en una emergencia, no se puedan abrir todas las líneas ya que puede permanecer cerrado o abierto, pero es mas importante que abra las tres fases al mismo tiempo.

Estos fallos, aunque de una importancia menor que los fallos funcionales, suponen funcionamientos anormales que pueden tener como consecuencia una degradación acelerada del equipo y acabar convirtiéndose en fallos funcionales del sistema.

Las fuentes de información para determinar los fallos son muy diversas. Entre las principales se puede citar las siguientes: consulta al histórico de averías, consultas al personal de mantenimiento y de producción y estudio de los diagramas lógicos y funcionales de la subestación eléctrica o planta industrial.

## Registros de fallas

El registro de fallas es una fuente de información valiosísima a la hora de determinar los fallos potenciales de una instalación. El estudio del comportamiento de una instalación, equipo o sistema, a través de los documentos en los que se registran las averías e incidencias que pueda haber sufrido en el pasado, aporta una información esencial para la identificación de fallos.

En algunas subestaciones o plantas, no existe un archivo histórico de fallas suficientemente fiable, un archivo en el que se hayan registrado de forma sistemática, cada una de las averías que haya tenido cada equipo en un periodo determinado. Pero con algo de imaginación, siempre es posible buscar una fuente que permita estudiar el historial del equipo:

- Estudio de las partes de trabajo, de fallos, etc. Agrupando los partes de trabajo por equipos es posible deducir las incidencias que han afectado al equipo en un periodo determinado.
- Facturas de repuesto. Es laborioso, pero en caso de necesitarse, puede recurrirse al Departamento de Contabilidad, para que facilite las facturas del material consumido en mantenimiento, en un período determinado (preferiblemente largo, 5 años por ejemplo). De esta información, es posible deducir las incidencias que han podido afectar al equipo que se estudia.
- Diarios de incidencias. El personal a turnos utiliza en ocasiones, diarios en los que refleja los incidentes sufridos, como medio para

comunicárselos al turno siguiente. Del estudio de estos diarios, también es posible obtener información sobre averías e incidentes en los equipos.

Actualmente es posible evitar realizar lo anterior, ahora existen herramientas tecnológicas que pueden ayudar a llevar el control y administración de los mantenimientos, tanto rutinarios como no rutinarios y uno de ellos es el MP9 (Mantenimiento Preventivo), es uno más de los sistemas CMMS (Computerized Maintenance Management Sistema). Este software maneja un módulo, dedicado a registrar todas las actividades correctivas que surjan en campo, ya sea a equipos, sistemas y localizaciones. También cuenta con un módulo de, Análisis de información que toma todo el historial de las fallas y actividades atendidas y retroalimenta sobre las causas raíz de las fallas, modos de falla, que equipo tiene fallas repetitivas, que equipo tiene mas fallas en la planta y mucho mas información que beneficia para aplicar metodologías y para desarrollar planes de mantenimiento.

#### Personal de mantenimiento

Siempre es conveniente conversar con cada uno de los miembros que componen la plantilla, para que den su opinión sobre los incidentes más habituales y las formas de evitarlos. En el punto correspondiente, la falta de implicación del personal de mantenimiento, será una dificultad para su puesta en marcha del plan de mantenimiento resultante.

#### Personal de producción

Igual que en el punto anterior, la consulta al personal de producción ayudará a identificar los fallos que más interfieren con la operación de la planta.

## Diagramas lógicos y diagramas funcionales

Estos diagramas suelen contener información valiosa, incluso fundamental, para determinar las causas que pueden hacer que un equipo o un sistema se detengan o se disparen sus alarmas. Los equipos suelen estar protegidos contra determinados fallos, mostrando una alarma como aviso del funcionamiento incorrecto, bien deteniéndolos o impidiendo que se pongan en marcha, si no se cumplen determinadas condiciones. El estudio de la lógica implementada en el sistema de control, puede indicar posibles problemas que pudiera tener la instalación.

### **3.1.2.6. Fase 4: Determinación de los modos de falla**

Una vez determinados todos los fallos que pueden presentar un sistema, un subsistema o uno de los equipos significativos que lo componen, deben estudiarse los modos de fallo. Podría definir modo de fallo, como cualquier evento que causa una falla funcional.

Cada fallo, funcional o técnico, puede presentar, múltiples modos de fallo. Cada modo de fallo puede tener a su vez múltiples causas y estas a su vez otras causas, hasta llegar a lo que se denomina 'causas raíces'.

No obstante, la experiencia demuestra que si se trata de hacer un estudio tan exhaustivo, los recursos necesarios son excesivos. El análisis termina abandonándose con pocos avances, se bloquea. Por tanto, es importante definir con qué grado de profundidad se van a estudiar los modos de fallo, de forma que el estudio sea abordable y sea técnicamente factible.

Es aconsejable estudiar modos de fallo y causas primarias de estos fallos y no seguir profundizando. De esta forma, se perderá una parte de la información valiosa, pero a cambio, se logrará realizar el análisis de fallos de toda la instalación con recursos razonables y en un tiempo también razonable. Es importante recordar que, según Pareto, el 20% de las causas son responsables del 80% de los problemas.

Categorías de modos de falla:

- Capacidad decreciente:
  - Deterioro
  - Fallas de lubricación
  - Polvo o suciedad
  - Desarme
  - Errores humanos
  
- Aumento del funcionamiento deseado:
  - Sobrecarga deliberada constante
  - Sobrecarga no intencional constante
  - Sobrecarga no intencional repentina
  - Materiales de empaque incorrecto

Un ejemplo sencillo, interruptor de potencia: modos de fallo por la presión dentro de la cámara de gas SF6

Uno de los fallos que puede presentar es el que la presión de gas SF6 de la cámara es bajo. Los modos de fallo, o causas que pueden hacer que esa presión sea baja, pueden ser las siguientes:

- La cámara de gas tiene daños físicos como roturas
- Mala instalación del barómetro, el cual presenta fugas
- La tubería que conduce el gas, tiene una rotura
- Válvula de reinyección está abierta, en mal estado o están dañados sus empaques.
- Fuga importante en la parte de las uniones de los bushings
- Sistema de control de la presión, no funciona correctamente

Más ejemplos: Fallos y modos de fallo en el motor eléctrico de un seccionador.

En el estudio del motor de un seccionador ya sea para alta, media o baja tensión, utilizada seccionar circuitos, realizar maniobras de mantenimiento, pero su función principal es como un interruptor, abre y cierra, con la diferencia que este equipo no puede abrirse ni cerrarse bajo carga. El motor le da la fuerza al sistema mecánico, para cumplir su función. Se identificaron 6 fallos. A continuación se muestran esos fallos con todos los modos de fallo identificados:

Falla Funcional A: el motor no gira

- Modos de fallo:
  - Bobinado roto o quemado
  - Terminal de conexión del cable eléctrico de alimentación defectuoso
  - Fallo de alimentación del motor (no recibe corriente eléctrica)
  - Eje bloqueado por rodamientos dañados

Falla Funcional B: altas vibraciones

- Modos de fallo:
  - Eje doblado
  - Rodamientos en mal estado

- Desalineación con el elemento que mueve
- Desequilibrio en rotor de la bomba o del motor
- Acoplamiento dañado
- Resonancias magnéticas, debidas a excentricidades
- Uno de los apoyos del motor, no asienta correctamente

Falla Funcional C: la protección por exceso de consumo (el térmico ) salta

- Modos de fallo:
  - Térmico mal calibrado
  - Bobinado roto o quemado
  - Rodamientos en mal estado
  - Desequilibrios entre las fases
  - El motor se calienta porque el ventilador se ha roto

Falla Funcional D: la protección por cortocircuito salta

- Modos de fallo:
  - Bobinado roto o quemado
  - Terminal defectuoso
  - Elemento de protección en mal estado

Falla Funcional E: La protección por derivación salta

- Modos de fallo:
  - Fallo en el aislamiento (fase en contacto con la carcasa)
  - La puesta a tierra está en mal estado
  - Una de las fases está en contacto con tierra

Falla Funcional F: ruido excesivo

- Modos de fallo:
  - Eje doblado

- Rodamientos en mal estado
- Rozamientos entre rotor y estator
- Rozamientos en el ventilador
- Mala lubricación de rodamientos (rodamientos secos )

Falla Funcional G: Alta temperatura de la carcasa externa

- Modos de fallo:
  - Rodamientos en mal estado
  - Suciedad excesiva en la carcasa
  - Ventilador roto
  - Lubricación defectuosa en rodamientos

Nota: el MP9 cuenta con el módulo de análisis de información, que retroalimenta de todas las causas y tipos de fallas que han ocurrido en los eventos correctivos que se han registrado para cada equipo.

### **3.1.2.7. Fase 5: Análisis de la gravedad de los fallos**

El siguiente paso es determinar los efectos de falla que describen que pasa cuando ocurre un modo de falla, y una vez determinados, clasificarlos según la gravedad de las consecuencias ya que esto ayuda a priorizar la toma de decisiones para atender las fallas.

La primera pregunta a responder en cada modo de fallo es: ¿qué pasa, si ocurre? Una sencilla explicación, lo que sucederá será suficiente. A partir de esta explicación, se estará en condiciones de valorar sus consecuencias de la seguridad y el medio ambiente, para lo operacional (producción y mantenimiento), no operacionales y por ultimo fallos ocultos. Se consideran tres posibles casos: que el fallo sea crítico, importante y tolerable.

En lo referente a la seguridad y al impacto medioambiental del fallo, el fallo es crítico, si existen ciertas posibilidades de que pueda ocurrir, y ocasionaría un accidente grave, bien para la seguridad de las personas o para el medioambiente. Es importante si, aunque las consecuencias para la seguridad y el medioambiente fueran graves, la probabilidad de que ocurra el fallo es baja. Por último, el fallo es tolerable si el fallo tiene poca influencia en estos dos aspectos.

En cuanto a lo operacional, es posible decir que un fallo es crítico, si el fallo supone una parada de planta o interrupción en la línea eléctrica, una disminución del rendimiento o de la capacidad productiva y además, existe cierta probabilidad de que el fallo pudiera ocurrir. Si la posibilidad es muy baja, aunque pueda suponer una parada o afecte a la potencia o al rendimiento, el fallo debe ser considerado como importante. Y por último, el fallo será tolerable, si no afecta a la producción o lo hace de modo despreciable.

Desde el punto de vista del mantenimiento, si el costo de la reparación (de la suma del fallo más otros fallos que pudiera ocasionar este), supera una cantidad determinada (por ejemplo, 10.000 USD), el fallo será crítico. Será importante si está en un rango inferior (por ejemplo, entre 1000 y 10.000 USD) y será tolerable por debajo de cierta cantidad (por ejemplo, 1000 USD). Las cantidades indicadas son referencias aproximadas de varios consultores, aunque pueden considerarse aplicables en muchos casos.

Para lo no operacional, se entiende que son fallos que no tienen efectos sobre la seguridad y medio ambiente y lo operacional (producción y mantenimiento). Pero siempre cumplen una función de mejora en las plantas. Por ejemplo: si fallara una computadora de la sala de mando de una planta, el

cual se utiliza para reportes y uso personal. Ruptura en el depósito de agua industrial para la alimentación de los sanitarios y usos domésticos.

Las consecuencias por fallos ocultos, se refiere a la pregunta siguiente: ¿Será evidente a los operarios la pérdida de función, causada por este modo de falla actuando por si solo en circunstancias normales? Esto da a entender que hasta que fallen ciertos sistemas de instrumentación, será posible ver que el equipo tiene deficiencias o no alcanza su punto óptimo. Tomar en cuenta que por la falla de este equipo de instrumentación, hasta que se vean condiciones anormales será posible clasificar este modo de falla, a base de las consecuencias mencionadas anteriormente.

En resumen, para que un fallo sea crítico, debe cumplir alguna de estas condiciones:

- Que pueda ocasionar un accidente, que afecte a la seguridad o al medioambiente, y que existan ciertas posibilidades de que ocurra.
- Que suponga una parada de planta, interrumpa el servicio eléctrico, o afecte al rendimiento o a la capacidad de producción.
- Que la reparación del fallo más los fallos que provoque este (fallos secundarios), sea superior a cierta cantidad.

Para que un fallo sea importante:

- No debe cumplir ninguna de las condiciones que lo hagan crítico
- Que pueda ocasionar un accidente grave, aunque la probabilidad sea baja.
- Que pueda suponer una parada de planta o afecte a la capacidad de producción y/o rendimiento, pero que probabilidad de que ocurra sea baja.

- Que el coste de reparación sea medio

Para que un fallo pueda ser considerado tolerable, no debe cumplir ninguna condición que le haga ser crítico o importante y además, debe tener poca influencia en seguridad y medio ambiente, no afecte a la producción de la planta y tenga un costo de reparación bajo. Este caso describe a las consecuencias no operacionales.

Tabla XLV. **Análisis de la gravedad de los fallos**

GRAVEDAD DE LOS FALLOS	CONSECUENCIAS SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE	CONSECUENCIAS OPERACIONALES	
		PRODUCCION	MANTENIMIENTO
<b>CRITICO</b>	Accidente grave probable	Supone paro o afecta a potencia o rendimiento	Alto costo de reparación(>10,000 USD)
<b>IMPORTANTE</b>	Accidente grave, pero muy poco probable	Afecta a potencia y/o rendimiento, pero el fallo es poco probable	Costo medio de reparación(1,000-10,000 USD)
<b>TOLERABLE</b>	Poca influencia en seguridad	No afecta a la producción	Bajo costo de reparación(<1,000 USD)

Fuente: elaboración propia.

### 3.1.2.8. Fase 6: Toma de decisiones para determinar medidas preventivas

Determinados los modos de fallo del sistema que se analiza y clasificados los modos de fallo según su criticidad, el siguiente paso es

determinar las medidas preventivas, que permiten bien evitar el fallo y minimizar sus efectos. Desde luego, este es el punto fundamental de un estudio RCM2.

Las medidas preventivas que se pueden tomar, son de cinco tipos:

- Tareas a condición: por medio de parámetros se tiene una tendencia o estado de un equipo.
- Tareas de reacondicionamiento cíclico: cambio de actividad o frecuencia o procedimientos.
- Tareas de sustitución cíclica: cambio de un repuesto, consumible, frecuentemente.
- Tareas de búsqueda de fallas: pruebas predictivas
- Rediseño: repotenciación, mejoras, modificaciones en los equipos, estructuras, obra civil y entre otras.

Es aquí donde se ve la enorme potencia del análisis de fallos: no sólo se obtiene un conjunto de tareas de mantenimiento que evitarán estos fallos, sino que además se obtendrán todo un conjunto de otras medidas, como un listado de modificaciones, un nuevo plan en formación, una lista de procedimientos de operación necesarios. Y todo ello, con la garantía de que tendrán un efecto muy importante en la mejora de resultados de una instalación.

Tipos de tareas o actividades de mantenimiento

Son los trabajos que se pueden realizar para cumplir el objetivo de evitar el fallo o minimizar sus efectos. Las tareas de mantenimiento pueden, a su vez, ser de los siguientes tipos:

- Tipo 1: inspecciones visuales, siempre son rentables. Sea cual sea el modelo de mantenimiento aplicable, las inspecciones visuales, suponen un coste muy bajo, por lo que parece interesante echar un vistazo a todos los equipos de la planta en alguna ocasión.
- Tipo 2: lubricación, igual que en el caso anterior, las tareas de lubricación, por su bajo coste, siempre son rentables.
- Tipo 3: verificaciones del correcto funcionamiento realizados con instrumentos propios del equipo (verificaciones *on-line*), este tipo de tareas consiste en la toma de datos de una serie de parámetros de funcionamiento utilizando los propios medios de los que dispone el equipo. Son, por ejemplo, la verificación de alarmas, la toma de datos de presión, temperatura, vibraciones, etc. Si en esta verificación se detecta alguna anomalía, se debe proceder en consecuencia. Por ello es necesario, en primer lugar, fijar con exactitud los rangos que se entenderán como normales, para cada una de los puntos que se trata de verificar, fuera de los cuales se precisará una intervención en el equipo. También será necesario detallar como se debe actuar en caso de que la medida en cuestión esté fuera del rango normal.
- Tipo 4: verificaciones del correcto funcionamiento realizado con instrumentos externos del equipo, se pretende, con este tipo de tareas, determinar si el equipo cumple con unas especificaciones prefijadas, pero para cuya determinación es necesario desplazar determinados instrumentos o herramientas especiales, que pueden ser usadas por varios equipos simultáneamente y que por tanto, no están permanentemente conectadas a un equipo, como en el caso anterior. Dividir estas verificaciones en dos categorías:

- Las realizadas con instrumentos sencillos, como pinzas amperimétricas, termómetros por infrarrojos, tacómetros, vibrómetros, etc.
- Las realizadas con instrumentos complejos, como analizadores de vibraciones, detección de fugas por ultrasonidos, termografías, análisis de la curva de arranque de motores, etc.
- Tipo 5: Tareas condicionales. Se realizan dependiendo del estado, en que se encuentre el equipo. No es necesario realizarlas si el equipo no da síntomas de encontrarse en mal estado. Estas tareas pueden ser:
  - Limpiezas condicionales, si el equipo da muestras de encontrarse sucio
  - Ajustes condicionales, si el comportamiento del equipo refleja un desajuste en alguno de sus parámetros
  - Cambio de piezas, si tras una inspección o verificación, se observa que es necesario realizar la sustitución de algún elemento
- Tipo 6: Tareas sistemáticas. Realizadas cada ciertas horas de funcionamiento o cada cierto tiempo, sin importar como se encuentre el equipo. Estas tareas pueden ser:
  - Limpiezas
  - Ajustes
  - Sustitución de piezas
- Tipo 7: Grandes revisiones, también llamados Mantenimiento Cero Horas, Overhaul o Hard Time, que tienen como objetivo, dejar el equipo como si tuviera cero horas de funcionamiento.

Una vez determinado los modos de fallo posibles en un ítem, es necesario determinar qué tareas de mantenimiento podrían evitar o minimizar los efectos de un fallo. Pero lógicamente, no es posible realizar cualquier tarea que se ocurra que pueda evitar un fallo. Cuanto mayor sea la gravedad de un fallo, mayores recursos se podrán destinar a su mantenimiento y por ello, más complejas y costosas podrán ser las tareas de mantenimiento que tratan de evitarlo.

Por ello, en el punto anterior se explicaba la necesidad de clasificar los fallos, según sus consecuencias. Si el fallo ha resultado ser crítico, casi cualquier tarea que ocurra podría ser de aplicación. Si el fallo es importante, existirán algunas limitaciones, y si por último, el fallo es tolerable, solo serán posibles acciones sencillas que prácticamente no supongan ningún costo.

En este último caso, el caso de fallos tolerables, las únicas tareas sin apenas coste son las de tipo 1, 2 y 3. Es decir, para fallos tolerables se puede pensar en inspecciones visuales, lubricación y lectura de instrumentos propios del equipo. Apenas tienen coste, y se justifica tan poca actividad, por que el daño que puede producir el fallo es perfectamente asumible.

En caso de fallos importantes, a los dos tipos anteriores se les puede añadir ciertas verificaciones con instrumentos externos al equipo y tareas de tipo condicional; estas tareas sólo se llevan a cabo, si el equipo en cuestión da signos de tener algún problema. Es el caso de las limpiezas, los ajustes y la sustitución de determinados elementos. Todas ellas son tareas de los tipos 4 y 5. En el caso anterior, se puede permitir el fallo y solucionarlo si se produce. En el caso de fallos importantes, se trata de buscar síntomas de fallo antes de actuar, (ver tabla XLVI).

Tabla XLVI. **Tipos de tareas de mantenimiento para aplicar**

TIPOS DE TAREAS DE MANTENIMIENTO	TIPOS DE FALLO A LOS QUE PUEDE APLICAR
<b>Inspecciones Visuales y Mecánicas</b>	Todos los fallos
<b>Tareas de Engrase y Lubricación</b>	Todos los fallos
<b>Verificaciones ON-LINE</b>	Todos los fallos
<b>Verificaciones OFF-LINE:</b>  <b>Verificaciones sencillas:</b> 1. Mediciones de temperatura 2. Mediciones de vibración 3. Mediciones voltaje y corriente  <b>Verificaciones con instrumentos complejos:</b> 1. Análisis cromatográfico de gases 2. Termografías  3. Pruebas eléctricas: Resistencia de aislamiento, TTR, Descargas parciales, Factor de potencia, Rigidez dieléctrica, Medición de conductancia, Análisis de aceites dieléctricos, Resistencia de devanados y contactos. 4. Detección de fugas por ultrasonidos	Fallos importantes y críticos
<b>Tareas Condicionales(Según los resultados de las verificaciones anteriores)</b>  1. Limpieza según condición 2. Ajustes según condición 3. Sustitución de piezas según su estado	Fallos importantes y críticos
<b>Tareas Sistemáticas(haya o no haya síntomas)</b>  1. Limpiezas sistemáticas 2. Ajustes sistemáticos  3. Sustitución sistemática de piezas de desgaste	Solo fallos críticos
<b>Mantenimiento Cero Horas (sustitución de todos los elementos sometidos a desgaste)</b>	Solo fallos críticos

Fuente: elaboración propia.

## La determinación de la frecuencia de las tareas de mantenimiento

Si no se dispone de datos históricos ni de fórmulas matemáticas, estos consejos serán de utilidad:

- Es conveniente fijar una frecuencia diaria para tareas de muy bajo costo, como las inspecciones visuales o las lecturas de parámetros.
- La frecuencia mensual es aconsejable para tareas que supongan montajes o desmontajes complejos y no esté justificado hacer a diario.
- La frecuencia anual, se reserva para tareas que necesitan que la planta esté parada y que no se justifica realizarlas con frecuencia mensual.

Estas frecuencias indicativas son guías de referencia. Para cada caso, es conveniente comprobar si la frecuencia propuesta, es la más indicada.

Por último y con el fin de facilitar la elaboración del plan de mantenimiento, es conveniente especificar la especialidad de la tarea (mecánica, eléctrica, obra civil, administrativa, preventiva, predictiva, correctiva, apoyo y mejora).

## Rediseño: mejoras y modificaciones de la instalación

Determinados fallos pueden prevenirse más fácilmente modificando la instalación, o introduciendo mejoras. Las mejoras pueden ser, entre otras, de los siguientes tipos:

- Cambios en los materiales. Manteniendo el diseño de las piezas, el único cambio que se realiza, es en la calidad de los materiales que se emplean. Algunos ejemplos: cambios en la composición química del acero con el que está fabricada la pieza, en el tratamiento superficial que recibe esta para mejorar las características de la capa más externa, en el tipo de aceite con el que se lubrican dos piezas metálicas, que mantienen entre sí contacto en movimiento, etc.
- Cambios en el diseño de una pieza. La geometría de algunas piezas hace que en determinados puntos acumulen tensiones que facilitan su falla. Un simple cambio en el diseño de estas piezas, puede hacer que cumplan su función perfectamente y que su probabilidad de rotura disminuya sensiblemente.
- Instalación de sistemas de detección. Para evitar que el equipo funcione en condiciones que puedan ser perjudiciales.
- Cambios en el diseño de una instalación. En ocasiones no es una pieza, sino todo un conjunto el que debe ser rediseñado, para evitar determinados modos de fallo. Es el caso, por ejemplo, de fallas producidas por golpes de ariete: no suele ser una pieza, la que es necesario cambiar, sino todo un conjunto, añadiendo elementos (como tuberías flexibles o acumuladores de presión) y modificando trazados.
- Cambios en las condiciones de trabajo del ítem. Por último, en ocasiones la forma de evitar la falla de una pieza o un equipo, no es actuar sobre éstos, sino sobre el medio que los rodea. Imaginar el caso de un fallo en un intercambiador de calor producido por incrustaciones, en el haz tubular que conduce el líquido de refrigeración. Este fallo puede evitarse, tratando químicamente este líquido con un producto anti-incrustante: no estaría

actuando sobre el intercambiador, sino sobre un componente externo (las características físico-químicas del líquido refrigerante).

### Cambios en los procedimientos de operación

El personal que opera, suele tener una alta incidencia en los problemas que presenta un equipo. Se puede decir, sin lugar a dudas, que esta es la medida más barata y más eficaz en la lucha contra las averías. En general, las tareas de mantenimiento tienen un costo, tanto en mano de obra como en materiales. Las mejoras tienen un costo añadido, relacionado con el diseño y con las pruebas. Pero un cambio en un procedimiento de operación tiene en general un costo muy bajo y un beneficio potencial altísimo. Como inconveniente, todos los cambios suelen tener una inercia alta para llevarlos a cabo, por lo que es necesario prestar la debida atención al proceso de implementación de cualquier cambio en un procedimiento.

En ocasiones, para minimizar los efectos de un fallo es necesario adoptar una serie de medidas provisionales si este llegara a ocurrir. Dentro de los cambios en procedimientos de operación, un caso particular es este: instrucciones de operación para el caso de que llegue a ocurrir un fallo en concreto.

### Cambios en procedimientos de mantenimiento

Algunas averías se producen porque determinadas intervenciones del personal de mantenimiento, no se hacen correctamente. La redacción de procedimientos en los que se indique claramente, cómo deben realizarse determinadas tareas, y en los que figuren determinados datos (tolerancias, ajustes, torqueado, etc.) es de gran utilidad.

Nota: junto con el MP9 Software, se pueden ingresar, modificar y consultar planes o tareas de mantenimiento.

### **3.1.2.9. Fase 7: Puesta en marcha y seguimiento de la estrategia aplicada**

Determinado el nuevo plan de mantenimiento o tarea, hay que sustituir el plan anterior por el resultante del estudio realizado. Es conveniente repasarlo una vez más, por si se hubieran olvidado tareas. Sobre todo, es necesario comprobar que las tareas recomendadas por los fabricantes, han sido tomadas en cuenta, para asegurar que no se olvida en el nuevo plan ninguna tarea importante. Pero una vez revisado, hay que tratar de que la implementación sea lo más rápida posible.

Para alguna de las tareas que se detallan en el nuevo plan, es posible que no se disponga en planta de los medios necesarios. Por ello, es necesario que los responsables del mantenimiento, se aseguren de que se dispone de los medios técnicos o de los materiales.

También es imprescindible formar al personal de mantenimiento en el nuevo plan, explicando en qué consiste, cuales son las diferencias con el anterior y que fallos se pretenden evitar con estos cambios.

#### **Implementación de mejoras técnicas**

Hay que presentar a la dirección de la planta la lista de mejoras obtenidas y depuradas para su realización, habrá que calcular el costo que supone, solicitar algunos presupuestos y preseleccionar posibles contratistas (en el caso de que no puedan implementarse con personal de la planta).

También habrá que exponer y calcular los beneficios que se obtienen que la implementación de cada una de ellas. Como por ejemplo aparte de comprar nuevos equipos, también se puede incluir herramientas que ayuden al análisis de fallas o gestiones de mantenimientos que vayan de la mano con esta metodología del RCM2, como lo es el MP9 Software.

Puesta en marcha de cambios en procedimientos de operación y mantenimiento

Para la implementación de estos cambios en procedimientos de operación y mantenimiento, es necesario asegurar que todos los implicados conozcan y comprendan los cambios. Para ellos es necesario organizar reuniones informativas donde se explique a todo el personal que tiene que llevar acabo cada uno de los puntos detallados en los nuevos procedimientos, verificando que se han entendido perfectamente. Este aspecto formativo, es el más importante para asegurar la implementación efectiva de los cambios en procedimientos.

Nota: Para obtener mejores resultados en la implementación de esta metodología, se recomienda el uso del MP9 software ya que brinda módulos poderosos, que ayudan al seguimiento y control de la estrategia aplicada y retroalimentación, durante el tiempo para ir reduciendo fallos.

## CONCLUSIONES

1. Se cuenta con procedimientos ordenados para el registro de información de forma eficiente, para todo tipo de mantenimiento, registro de fallas, recursos consumidos.
2. Por medio de la taxonomía creada, no solo se contará con registros de equipos, planes de mantenimiento entre otras, sino también, un respaldo de manuales, planos y catálogos en archivos asociados digitalmente. Evitando perdidas en cuanto se dañan o se extravían los mismos.
3. Dentro de los planes de mantenimiento, las rutinas de inspección, toma de lecturas en línea con equipos de instrumentación y toma de lecturas fuera de línea, con equipos de medición, se obtiene una tendencia del estado de un equipo, que permitirá controlarlo bajo parámetros establecidos.
4. Conforme se vayan generando registros correctivos dentro del MP9, al aplicar Análisis de Causa Raíz se analizan los distintos factores que afectan la confiabilidad operacional de los equipos.



## RECOMENDACIONES

1. Para iniciar la implementación de este proyecto se debe sensibilizar a todo el personal de la subestación, para que colaboren proporcionando la información, apoyar los procedimientos y crear un hábito en la utilización de esta herramienta.
2. Para consolidar la implementación del sistema de gestión de mantenimiento, se requiere que una persona se dedique tiempo completo, para su mismo seguimiento.
3. Para el desarrollo de los planes de mantenimiento, es importante realizar reuniones frecuentes con los jefes de mantenimiento, técnicos y personal involucrado.
4. Es importante cumplir con la parametrización en toda la información que se registra al MP9. Guiarse con la taxonomía desarrollada el presente documento. Esto beneficiará implementaciones en otras áreas o subestaciones.
5. Incrementar los mantenimientos predictivos, permitirá reducir fallas, anticiparse a ellas, estudiarlas y prepararse en los casos que solo queda esperar a que fallen, para ser reemplazados.
6. Guiarse con la taxonomía de los equipos y los procedimientos para el control, supervisión y seguimiento de las Ordenes de Trabajo desarrolladas en este trabajo de graduación, brindará los lineamientos

para implementar soluciones que permitirán aumentar la confiabilidad de los equipos y la disponibilidad del servicio eléctrico.

## BIBLIOGRAFÍA

1. ALTMAN, Carolina. *El análisis de causa raíz como herramienta en la mejora de la confiabilidad*. 17 p.
2. American National Standards Institute. *Liquid Distribution, Power and Regulating Transformers and guide for Short-Circuit Testing of Distribution and Power Transformer*. USA: ANSI C57.12.90, 1999.
3. Coordinación de Proyectos Termoeléctricos. *Diagramas unifilares de arreglos para subestaciones*. México: CFE, 2000. 21 p.
4. GLOVER, J. Duncan. *Sistemas de Potencia*. 3a. ed. [en línea] <http://es.scribd.com/doc/37106076/Sistemas-de-Potencia-Analisis-y-Diseno-J-Duncan-Glover> . [Consulta: febrero de 2011].
5. HIGGINS, Lidley; MOBLEY, Keith. *Maintenance Engineering Handbook*. 7a ed. 2008. 1029 p.
6. Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Guide for Maintenance Operation, and Safety of Industrial and Commercial Power System*. USA: IEEE Std 902,1998.
7. Instituto Nacional de Electrificación (INDE).[en línea] [www.inde.gob.gt](http://www.inde.gob.gt). [Consulta: febrero de 2011].

8. *La coordinación de aislamientos en las subestaciones eléctricas; Componentes de una subestación y generalidades.* 1995. 30 p.
9. Mantenimiento en subestaciones eléctricas. [en línea] [http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria\\_electronica/mantenimientosubestacionelectrica/default2.asp](http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria_electronica/mantenimientosubestacionelectrica/default2.asp). [Consulta: febrero de 2011].
10. MARTIN, José Raúl. *Diseño de Subestaciones Eléctricas.* 2a ed. México: McGraw-Hill, 2000. 510 p.
11. MOUBRAY, John. *RCM2 Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.* 6a ed. USA: Industrial press 440 p. ISBN 0-8311-3078-4.
12. PRADO, Raúl, *Manual de Gestión de Mantenimientos a la Medida.* Uruguay: Piedra Santa, 1996. 89 p.
13. National Fire Protection Association. *Recommended Practice for Electrical Equipment Maintenance.* USA:NFPA 70B. 1998. 235 p.