

**UNIVERSIDAD DE CUENCA**

**Facultad de Ingeniería**

**Carrera de Ingeniería Eléctrica**



**“Manual de verificación y mantenimiento Subestación  
Eléctrica CC Santo Domingo”**

Trabajo de titulación previo a la obtención del Título de Ingeniero  
Eléctrico

**Autores:**

Luis Ramiro Jaramillo Carrión  
CC: 1708067721

Luis Bolívar Miño Santander  
CC: 1710551803

**Director:**

Ing. Rodrigo Efraín Sempértegui Álvarez  
CC: 0101868552

Cuenca – Ecuador  
2018



## RESUMEN

En este trabajo se ha elaborado una guía para la realización de los trabajos de mantenimiento tanto preventivo como correctivo en la Subestación Eléctrica del Centro Comercial Paseo Shopping de Santo Domingo. (Subestación Eléctrica del CCPS).

Tomando en consideración, parámetros y normas internacionales que permitan precautelar la seguridad tanto del personal actual como el que vendrá contratado por las empresas que proveerán este servicio; de igual manera se enfatiza en la asignación de tareas y registro de actividades con la finalidad que no se deje de atender ningún aspecto del mantenimiento tanto preventivo como correctivo y que permita mantener un estatus de confiabilidad y rendimiento óptimo de los equipos y máquinas eléctricas que componen esta estación.

Para comenzar este trabajo es necesario obtener un conocimiento previo de los elementos que conforman la subestación eléctrica, su composición, estructura y funcionamiento, a continuación se dan a conocer los principios del mantenimiento y sus facetas principales, luego en base a esta información se han elaborado los métodos y procedimientos a seguir para la ejecución de los distintos mantenimientos, como el mantenimiento preventivo; el mantenimiento correctivo, entendido este último como una actividad no planificada y de resolución inmediata. Finalmente se ha concluido con la gestión documental de estas tareas y procedimientos, de tal manera que se facilite registrar y cuantificar estas actividades, lo cual será de mucha utilidad para mantener una base de datos histórica que proporcione información que permita prevenir daños futuros, mejorar y/o rediseñar estos procesos y de esta manera ahorrar recursos e incrementar la confiabilidad de los equipos eléctricos de la sub estación.

.

.

**Palabras clave:** MANTENIMIENTO PREVENTIVO, MANTENIMIENTO CORRECTIVO, MANTENIMIENTO PREDICTIVO, MANUAL PROCEDIMIENTO, REGISTRO MANTENIMIENTO.

**ABSTRACT.**

This document is a guide for the performance of both preventive and corrective maintenance work in the Electric Substation of the Paseo Shopping Mall in Santo Domingo.

We take into this document, international parameters and norms that allow to safeguard the safety of the personnel that currently works, and the others that will be assigned by the companies to provide this service; in the future.

Also, it is emphasized in assignment of tasks and the recording of activities in such a way to register and quantify these activities, which will be very useful to maintain a historical database to prevent future damage, improve and / or redesign these processes and thus save resources and increase the reliability of electrical equipment of the substation.

To begin this work it is necessary to obtain a prior knowledge of the elements that make up the electric substation, its composition, structure, operation, then highlighted the importance of maintenance and its main facets, then based on these previous chapters has been designed and elaborated the methods and procedures to be followed for the preventive maintenance, and later the corrective maintenance, understood the latter as an unplanned activity and to resolution immediate , and finally it has been concluded with the documentary management of these tasks and procedures, of such way to register and quantify these activities, which will be very useful to maintain a historical database to prevent future damage, improve and / or redesign these processes and thus save resources and increase the reliability of electrical equipment of the substation.

**Keywords:** PREVENTIVE MAINTENANCE, CORRECTIVE MAINTENANCE, PREDICTIVE MAINTENANCE, MANUAL PROCEDURE AND MAINTENANCE, MAINTENANCE REGISTRATION



---

**CONTENIDO**

1	INTRODUCCIÓN .....	19
1.1	Objetivos. ....	20
1.1.1	Objetivo General .....	20
1.1.2	Objetivos Específicos.....	20
1.2	Antecedentes. ....	20
1.3	Justificación.....	21
1.4	Definición de Subestación Eléctrica.....	21
1.5	Clasificación de las Subestaciones Eléctricas. ....	23
1.5.1	Según su Función: .....	24
1.5.2	Según su Composición:.....	24
1.5.3	Según tipos de dispositivos y nivel de control:.....	25
1.5.4	Según su nivel de tensión.....	25
1.5.5	Según su configuración:.....	25
1.6	Elementos de la Subestación. ....	33
1.6.1	Líneas de Transmisión .....	33
1.6.2	Sistema de Control .....	39
1.6.3	Hilos de Guarda y Pararrayos .....	44
1.6.4	Instalaciones de Tierra .....	51
1.7	Servicios Auxiliares de una Subestación Eléctrica. ....	58



---

1.7.1	Transformadores .....	58
1.7.2	Tableros.....	60
1.7.3	Baterías.....	60
1.7.4	Rectificadores y Cargadores: .....	61
1.7.5	Planta de emergencia.....	62
1.7.6	Alumbrado. ....	63
1.7.7	Sistema Contra Incendio .....	63
1.7.8	Sistema de aire acondicionado .....	64
2	DEFINICION DE MANTENIMIENTO. ....	65
2.1	Tipos de Mantenimiento.....	66
2.1.1	Mantenimiento predictivo .....	66
2.1.2	Mantenimiento preventivo. ....	67
2.1.3	Mantenimiento correctivo .....	69
2.2	Metodología del Mantenimiento .....	70
2.2.1	Procedimiento para analizar problemas o fallas.....	70
2.2.2	Herramientas Básicas para el Análisis de Fallas.....	73
2.2.3	Relaciones de Productividad y Costos de Mantenimiento.....	75
2.3	Seguridad en el Mantenimiento.....	77
2.4	Mantenimiento en subestaciones eléctricas.....	81
2.5	Operación de la Subestación de Transformación del CCPS. ....	90
2.5.1	Descripción de procedimientos para la operación y mantenimiento de la subestación .....	90
2.6	Equipos y Materiales utilizados para mantenimiento en subestaciones.....	93



---

2.6.1	Equipo de protección personal.....	94
2.6.2	Equipos y materiales auxiliares de seguridad para mantenimiento en subestaciones.....	94
2.6.3	Equipos y materiales para mantenimiento en subestaciones.....	95
3	MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	96
3.1	Formulación del plan de mantenimiento.....	96
3.2	Organización del cronograma de mantenimiento.....	97
3.3	Modo de operación del mantenimiento.....	99
3.4	Determinación de los requerimientos del programa de mantenimiento.....	100
3.5	Ejecución del mantenimiento.....	101
3.6	Descripción de las tareas del mantenimiento.....	101
3.6.1	Mantenimiento de Transformadores de Potencia.....	101
3.6.2	Mantenimiento de Interruptores.....	104
3.6.3	Mantenimiento de Transformadores de Corriente.....	106
3.6.4	Mantenimiento de Transformadores de Tensión.....	106
3.6.5	Mantenimiento de Reconectores.....	107
3.6.6	Mantenimiento de Seccionadores.....	108
3.6.7	Mantenimiento de Pararrayos.....	109
3.6.8	Mantenimiento de Malla de Puesta a Tierra.....	110
3.6.9	Mantenimiento de Barras.....	110
3.6.10	Mantenimiento de Tableros de Control, Medida y Protección.....	111
4	MANTENIMIENTO CORRECTIVO.....	112
4.1	Mantenimiento correctivo por falla de energía.....	114
4.2	Mantenimiento correctivo por falla de transformadores.....	115
4.3	Mantenimiento correctivo por falla de apertura de reconectores.....	116
4.4	Mantenimiento correctivo por falla de apertura de seccionadores.....	117



---

5	GESTION DOCUMENTAL DEL MANENIMIENTO .....	118
5.1	Mantenimiento correctivo por falla de apertura de seccionadores .....	120
5.2	Elaboración de reportes de mantenimiento preventivo .....	122
5.3	Elaboración de reportes de mantenimiento predictivo .....	122
5.4	Elaboración de reportes de mantenimiento correctivo .....	126
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	130
6.1	Conclusiones. ....	130
6.2	Recomendaciones .....	131
7	ANEXO.....	132
7.1	ANEXO I. PLANES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO .....	132
7.2	ANEXO II: CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO ...	142
7.3	ANEXO III: PLAN DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO.....	146
7.4	ANEXO IV: ORDEN DE TRABAJO PARA MANTENIMIENTO.....	151
7.5	ANEXO V: PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO.....	153
8	BIBLIOGRAFIA .....	155

**INDICE DE FIGURAS**

FIGURA 1.1: PLANO DE PLANTA Y DIAGRAMA UNIFILAR DE UNA S/E 65/15 KV. ESQUEMA ELÉCTRICO (SOLLA SANZ, 2012).	23
FIGURA 1.2: CONFIGURACIÓN BARRA SIMPLE. (ARROLLO SÁNCHEZ, 2010, PÁG. 68)	26
FIGURA 1.3: CONFIGURACIÓN DOBLE PARTIDA. (ARROLLO SÁNCHEZ, 2010, PÁG. 70)	27
FIGURA 1.4: CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y BARRA DE TRANSFERENCIA. (ARROLLO SÁNCHEZ, 2010, PÁG. 73)	27
FIGURA 1.5: CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE. (ARROLLO SÁNCHEZ, 2010, PÁG. 76)	28
FIGURA 1.6: CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BYPASS. (ARROLLO SÁNCHEZ, 2010, PÁG. 78)	29
FIGURA 1.7: CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BARRA DE TRANSFERENCIA. (ARROLLO SÁNCHEZ, 2010, PÁG. 79)	29
FIGURA 1.8: CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON DOBLE BARRA DE TRANSFERENCIA. (ARROLLO SÁNCHEZ, 2010, PÁG. 80)	30
FIGURA 1.9: CONFIGURACIÓN TRIPLE. (ARROLLO SÁNCHEZ, 2010, PÁG. 81)	31
FIGURA 1.10: CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON DOBLE INTERRUPTOR. (ARROLLO SÁNCHEZ, 2010, PÁG. 82)	32
FIGURA 1.11: CONFIGURACIÓN EN ANILLO O POLÍGONO. (ARROLLO SÁNCHEZ, 2010, PÁG. 84)	33
FIGURA 1.12: NÚMERO DE HILOS EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN. (JIMENEZ MEZA, GUTIERREZ, & ENRIQUEZ, 2006, PÁG. 19)	34
FIGURA 1.13: TORRE DE SUSPENSIÓN DE DOBLE TERNA. (STEVENSON, 1962)	36
FIGURA 1.14: TORRE DE RETENCIÓN. (STEVENSON, 1962)	36
FIGURA 1.15: AISLADORES FIJOS. (STEVENSON, 1962)	37
FIGURA 1.16: AISLADORES ENCADENA. (STEVENSON, 1962)	38
FIGURA 1.17: HERRAJES. (STEVENSON, 1962)	38
FIGURA 1.18: . ESTRUCTURA JERÁRQUICA PARA UN SISTEMA DE CONTROL DE UNA S/E DE ALTA TENSIÓN. (CONTRERAS & HERNÁNDEZ, 2002)	41
FIGURA 1.19: ARQUITECTURA DE UN SISTEMA DE CONTROL AUTOMATIZADO EN UNA S/E. (CONTRERAS & HERNÁNDEZ, 2002)	42
FIGURA 1.20: ZONA DE PROTECCIÓN SEGÚN LA COLOCACIÓN DEL HILO DE GUARDA, CON 1, 2 Y 3 HILOS. ELABORADO POR EL PROPIO AUTOR	45
FIGURA 1.21: . CARACTERÍSTICA GENERAL DE LOS PARARRAYOS INTENSIDAD/TENSIÓN. (RAMOS BARRERO, 2017)	47
FIGURA 1.22: PARARRAYOS CUERNO DE ARQUEO. (VASALLES, 2010)	48
FIGURA 1.23: PARARRAYOS CUERNO DE ARQUEO. (VASALLES, 2010)	49
FIGURA 1.24: PARTES DE UN PARARRAYOS AUTO VALVULAR ZNO DE LA EMPRESA SCHNEIDER ELECTRIC. (VASALLES, 2010).	50
FIGURA 1.25: PARARRAYOS AUTOVÁLVULA, USADO EN LA PROTECCIÓN DE UN AUTOTRANSFORMADOR. SE UBICA EN LA PARTE IZQUIERDA DE LA IMAGEN. (VASALLES, 2010)	50





---

FIGURA 1.26: RELACIÓN RESISTIVIDAD EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA. (FIERRO & HINOSTROZA, 2010)	52
FIGURA 1.27: RELACIÓN RESISTIVIDAD EN FUNCIÓN DE LA SALINIDAD. (FIERRO & HINOSTROZA, 2010)	53
FIGURA 1.28: RESISTIVIDAD DEL SUELO EN FUNCIÓN DE SU NATURALEZA Y PROFUNDIDAD. (FIERRO & HINOSTROZA, 2010).	54
FIGURA 1.29: SISTEMA DE PUESTA A TIERRA CON MALLA EN UNA SE. . (BLASCO, 2009)	56
FIGURA 1.30: BANCO DE TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES. (MARTINEZ, 2012)	59
FIGURA 1.31: TRANSFORMADOR SERVICIOS AUXILIARES SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO	59
FIGURA 1.32: VFI TABLERO DE LLEGADA DE ESTACIÓN OSOI 13.8 KV	60
FIGURA 1.33: : BANCO DE BATERÍAS DE CUARTO DE CONTROL SPF OSOB	61
FIGURA 1.34: SISTEMA REDUNDANTE PARA CARGA DE BATERÍAS DE SISTEMA DE CONTROL GUTOR. SPF OSOB	62
FIGURA 1.35: GENERADOR AUXILIAR, SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO	63
FIGURA 1.36: TABLERO DE SISTEMA CONTRA INCENDIO CUARTO DE CONTROL SPF OSOB	64
FIGURA 1.37: SENSORES Y BOQUILLA DE SISTEMA CONTRA INCENDIO CUARTO DE CONTROL SPF OSOB	64
FIGURA 2.1: MÉTODO DE ANÁLISIS DE FALLAS: MODELO DE LAS 5M. (MANUEL DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO, 2005)	73
FIGURA 2.2: CICLO DEL PROGRESO EN EL ANÁLISIS DE FALLAS. (MANUEL DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO, 2005)	74
FIGURA 2.3: INSPECCIÓN TERMO GRÁFICA EN UN BANCO DE TRANSFORMADORES. (OIL, 2008)	85
FIGURA 2.4: ESQUEMA REPRESENTATIVO DE LA SUBESTACIÓN DE 69 kV.	91
FIGURA 5.1: FLUJOGRAMA GENERAL DE LA GESTIÓN DOCUMENTAL DE MANTENIMIENTO	118
FIGURA 5.2: FLUJOGRAMA DE LA GESTIÓN DOCUMENTAL DE MANTENIMIENTO DEL CCPS	120
FIGURA 5.3: SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	123
FIGURA 5.4: SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	123
FIGURA 5.5: TRANSFORMADOR DE POTENCIA	123
FIGURA 5.6: INTERRUPTOR DE POTENCIA	124
FIGURA 5.7: TRANSFORMADOR DE MEDIDA	124
FIGURA 5.8: ELEMENTOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN	125
FIGURA 5.9: BARRAS Y TABLEROS	125



---

**INDICE DE TABLAS**

TABLA 2.1: LISTA DE COMPROBACIÓN. (MANUEL DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO, 2005) ..... 73

TABLA 2.2: CRITERIOS DE OPERACIÓN VS NIVELES DE RELACIÓN DE MANTENIMIENTO. (GONZÁLEZ & HECHAVERRÍA, 2005)..... 76

TABLA 2.3: ÍNDICE DE POLARIZACIÓN, ESCALA DE VALORES. (OIL, 2008) ..... 88

TABLA 3.1: EJEMPLO PROPUESTO DE PLAN DE MANTENIMIENTO DEL C. C. PASEO SHOPPING ..... 97

TABLA 3.2: EJEMPLO DE CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO DEL C. C. PASEO SHOPPING..... 99

TABLA 4.1: ESQUEMA DE PLAN DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO DEL C. C. PASEO SHOPPING ..... 113

TABLA 5.1: ESQUEMA DE ORDEN DE TRABAJO DEL CCPS..... 121



### Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

---

Luis Ramiro Jaramillo Carrión, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Manual de Operación y Mantenimiento del Centro Comercial Paseo Shopping de Santo Domingo", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, a Octubre del 2018

Luis Ramiro Jaramillo Carrión  
C.C: 1708067721



### Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

---

Luis Bolívar Miño Santander, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación “Manual de verificación y mantenimiento Subestación Eléctrica CC Santo Domingo”, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, a Octubre del 2018

Luis Bolívar Miño Santander  
C.C: 1710551803



### Cláusula de Propiedad Intelectual

---

Luis Ramiro Jaramillo Carrión, autor del trabajo de titulación “Manual de verificación y mantenimiento Subestación Eléctrica CC Santo Domingo”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, a Octubre del 2018

---

Luis Ramiro Jaramillo Carrión  
C.C: 1708067721



### Cláusula de Propiedad Intelectual

---

Luis Bolívar Miño Santander, autor del trabajo de titulación “Manual de verificación y mantenimiento Subestación Eléctrica CC Santo Domingo”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, a Octubre del 2018



---

Luis Bolívar Miño Santander  
C.C: 1710551803



**CERTIFICACION DEL TUTOR ABACELEC. S.A.**

El tutor de la empresa se servicios eléctricos ABACELEC. S.A., certifica que el Trabajo de Titulación “**Manual de verificación y mantenimiento Subestación Eléctrica CC Santo Domingo.**”, ha sido desarrollado por los estudiantes LUIS RAMIRO JARAMILLO CARRION CC: 1708067721 y LUIS BOLIVAR MIÑO SANTANDER CC: 1710551803

Quito, Agosto 2018

-----  
Ing. Arturo Barros.  
Gerente Técnico  
Tutor del trabajo de Titulación.



**CERTIFICACION DEL DIRECTOR UNIVERSIDAD DE CUENCA**

CERTIFICO que el Trabajo de Titulación “**Manual de verificación y mantenimiento Subestación Eléctrica CC Santo Domingo.**”, ha sido desarrollado por los estudiantes LUIS RAMIRO JARAMILLO CARRION CC: 1708067721 y LUIS BOLIVAR MIÑO SANTANDER CC: 1710551803

Cuenca, Agosto 2018

-----  
Ing. Rodrigo Sempertegui.  
DOCENTE DE LA UNIVERSIDAD DE CUENCA  
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACION





## AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios por habernos llevado de su mano con bien durante todas nuestras jornadas de estudio.

A la Universidad de Cuenca por habernos acogido en su seno y brindarnos las facilidades para poder conseguir este logro.

A nuestro Director de Tesis, Ing. Rodrigo Sempértegui, por su tiempo y esfuerzo para poder culminar este trabajo.

A nuestro director del Plan de contingencia, Ing. Juan Sanango por su dedicación y ayuda

Y especialmente, a todos nuestros profesores cuya paciencia y constancia hizo posible que podamos terminar este reto en nuestra vida.

Bolívar y Ramiro



### **DEDICATORIA.**

Le dedico este logro a mi esposa que estuvo siempre presta a brindarme su apoyo en mis jornadas de trabajo y estudio.

A mis hijos, que son el motor de nuestro esfuerzo diario.

A mi padre, hermanos y sobrina, quienes siempre me brindaron su ayuda en cualquier momento.

Con cariño,  
Ramiro.

Les dedico este logro a mi esposa e hijos quienes fueron los principales sacrificados por estas largas jornadas de estudio y trabajo.

A mis padres, y hermanos, quienes siempre estuvieron dispuestos a apoyarme en cualquier momento.

A mis amigos y familia en general que me brindaron su ayuda incondicional.

Bolívar

## CAPITULO I

### 1 INTRODUCCIÓN

El mantenimiento es un concepto simple pues se fundamenta en todas las acciones que se desarrollan con la finalidad de lograr que un equipo cualquiera alcance a funcionar en óptimas condiciones durante un tiempo igual o superior a la vida útil para lo cual fue creado. Este concepto también aplica a las acciones que se ejecutan para la restauración de un objeto, que, por diversas razones, ha perdido su funcionalidad. Sin embargo, aunque es simple la forma de expresar la idea general de este término, su aplicabilidad resulta compleja y requiere de un ingenio considerable, pues la permanencia de la funcionalidad de cualquier instrumento, aparato, equipo o herramienta dependerá del entendimiento de su operatividad, de las causas que producen el problema de la función y de las consecuencias del mismo. A tales efectos, el mantenimiento juega un papel fundamental en la seguridad, no solo para el equipo, también para quienes lo operan y para quienes, por diversos factores o circunstancias, están cercanos al mencionado equipo.

Al relacionar el término con una subestación eléctrica, resulta indispensable mencionar que todo mantenimiento se fundamenta en tres aspectos, como son: la planificación de las acciones de mantenimiento, los costos y el cumplimiento cabal de lo planificado. Basados en estas tres etapas, por llamarlas de alguna manera, se puede garantizar la optimización de la operatividad continua y segura de todos los equipos que componen una subestación eléctrica. Se destaca el hecho que, de una buena gerencia en el mantenimiento de una subestación eléctrica, se garantiza la continuidad del servicio eléctrico.

En tal sentido, mediante el presente manual, se establecen todos los procedimientos de mantenimiento a seguir, apegados a las normas de seguridad e higiene industrial vigentes, destinados a garantizar el funcionamiento eficiente, continuo y seguro de todo el sistema que compone la Subestación de Transformación del Centro Comercial Paseo



Shopping de Santo Domingo de los Colorados, (CCPS), mediante una adecuada planificación de actividades.

## **1.1 Objetivos.**

### **1.1.1 Objetivo General**

Realizar un Manual de procedimientos que permita la evaluación y mantenimiento de la subestación de transformación del Centro Comercial Paseo Shopping de Santo Domingo de los Colorados, de manera segura y confiable, permitiendo un control adecuado del mantenimiento de sus elementos y salvaguardando la integridad del personal que labora directamente sobre la subestación.

### **1.1.2 Objetivos Específicos.**

- a. Establecer las definiciones de equipos, áreas y elementos del mantenimiento.
- b. Definir, los procedimientos y tipos de mantenimiento necesarios para la Subestación.
- c. Formular los planes de mantenimiento necesarios.
- d. Describir las tareas de evaluación y mantenimiento.
- e. Establecer los procesos que permitan conocer el estado de los equipos en mantenimiento.

## **1.2 Antecedentes.**

El Centro Comercial Paseo Shopping de Santo Domingo de los Colorados, se encuentra alimentado eléctricamente mediante una subestación de transformación de 69 kV a 220/127 V de 1.5 MVA. Se compone principalmente de un transformador, tableros de control electrónico y distribución eléctrica, así como grupos de generación eléctrica.



Todo este equipo requiere una evaluación periódica con un mantenimiento adecuado, en base a procedimientos y normas técnicas como de seguridad.

### **1.3 Justificación.**

El presente trabajo debe brindar la confiabilidad necesaria hacia las instituciones comerciales, financieras, de seguridad y mantenimiento que laboran al interior del Centro Comercial; manteniendo un alto nivel de confiabilidad en los sistemas energéticos de los cuales depende su actividad diaria. Adicionalmente tiene por objeto, establecer las normas y procedimientos, para que el personal involucrado en la operación de los equipos de la subestación, así como los directivos y autoridades del Centro Comercial tengan un delineamiento claro que les permita actuar en caso de daño, accidente u otro suceso que detenga el normal funcionamiento de la subestación.

Se toma en consideración los procesos de pérdida de energía ya que este escenario incluye la alimentación de la generación auxiliar, y con ello los riesgos inherentes a esta actividad. Mediante este documento, se pretende llevar una evaluación y control del estado de los elementos de manera secuencial, estadística para que se mantenga un proceso de mantenimiento en base a los tiempos de trabajo de cada equipo, con el propósito de prolongar la vida útil y confiabilidad de estos. Finalmente se posibilita crear uno o varios documentos que instruyan al nuevo personal, sobre las normas y procedimientos que debe tener en la maniobra de los equipos eléctricos.

### **1.4 Definición de Subestación Eléctrica.**

En línea general, una subestación eléctrica es una instalación conformado por una serie de equipos, aparatos e instrumentos destinados a dirigir y/o transformar el flujo eléctrico proveniente de una central de generación. De acuerdo a una guía física emitida por la Universidad Laboral de Culleredo, una subestación eléctrica se define como: “Conjunto de equipos destinados a dirigir el flujo de energía eléctrica, en un punto de la red en el



que confluyen líneas (conectan nudos lejanos de igual tensión) y transformadores” (Solla Sanz, 2012, pág. 6).

La funcionalidad general de cualquier subestación eléctrica se orienta a la adecuación de los niveles de tensión generados, mediante el uso de transformadores, a los valores necesarios para ser transmitidos y distribuidos a los respectivos destinos. Tómese en cuenta que las subestaciones eléctricas requieren transportar el flujo eléctrico a tensiones elevadas debido a las pérdidas ocasionadas por el conocido “efecto joule” y con el propósito de mantener la misma potencia, se produce una disminución de la corriente, a fin de lograr mantener en un margen relativamente pequeño el valor de las pérdidas ya mencionadas. A continuación, en la figura 1.1, se puede apreciar la disposición de planta y el diagrama unifilar de una subestación eléctrica de 69/22 kV, en la cual se aprecian los elementos que la componen, los cuales se explicarán más adelante:

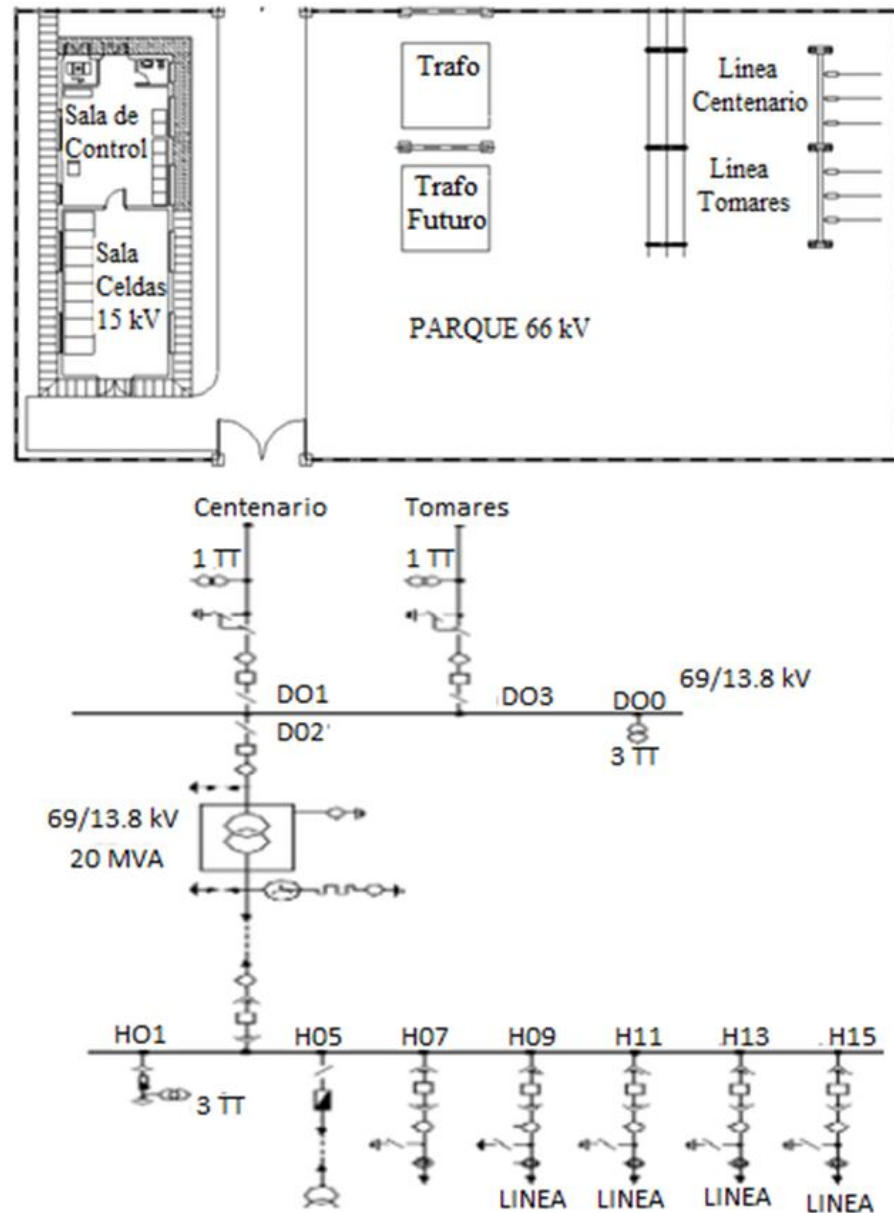


FIGURA 1.1: Plano de planta y diagrama unifilar de una S/E 65/15 kV. Esquema eléctrico (Solla Sanz, 2012).

## 1.5 Clasificación de las Subestaciones Eléctricas.

Existen diferentes formas de clasificar las subestaciones eléctricas, una de ellas es de acuerdo a la función que éstas cumplen. Esta es una forma de estudiar la funcionalidad de las subestaciones, lo cual no significa que se encontrarán subestaciones exclusivas según esta forma de clasificarla.

### 1.5.1 Según su Función:

**S/E Variadora de Tensión o Transformación:** En este caso, se refiere a la subestación que transmite una tensión diferente a la de entrada. Esta a su vez, puede ser elevadora y reductora. En la primera, el nivel de tensión de entrada al transformador es menor que a la de salida; caso contrario ocurre con la reductora.

**S/E de Maniobra o Seccionadora de Circuito:** Esta subestación mediante dispositivos conocidos como seccionadores e interruptores interrumpen la alimentación de un circuito, por un lado, dándole paso por otro, sin llegar a impedir la continuidad del servicio.

**S/E Mixtas:** Esta es una combinación de la primera, subestación variadora de tensión o transformación y la segunda, subestación de maniobra o seccionadora de circuito.

**S/E de Generación:** Como su nombre lo indica, hace referencia a aquellas instalaciones en la que se transforma una forma de energía eléctrica.

**De Compensación (Capacitiva Serie y Capacitiva Paralelo):** Este tipo de S/E se encarga de rebajar el consumo de potencia reactiva en los sistemas, como resultado del consumo de las pérdidas que se generan en la transmisión. Su finali finalidad es mantener el consumo de corriente y disminuir las pérdidas.

### 1.5.2 Según su Composición:

**S/E a la Intemperie:** en este caso, se refiere a las instalaciones construidas de tal forma que quedan expuestas al aire libre. La aparamenta eléctrica y el resto de los equipos y dispositivos quedan enclavados sobre el terreno, sujetos por fundiciones hechas en base a acero u hormigón.



**S/E de Interior:** Las instalaciones se construyen dentro de estructuras con techo, cerradas, como edificios, cavernas utilizando los métodos de construcción tradicionales.

### 1.5.3 Según tipos de dispositivos y nivel de control:

Se refiere al tipo de equipos de control utilizados. Ofrece la siguiente clasificación:

**S/E Convencional:** En este tipo de instalación sus equipos se encuentran aislados al aire (AIS) y se instalan mediante conexiones realizadas en el sitio.

**S/E Blindada:** Se caracteriza porque emplea equipos ensamblados e instalados en fábrica. Estos, se encuentran protegidos por placas metálicas y aisladas, por lo general mediante gas (SF<sub>6</sub>).

### 1.5.4 Según su nivel de tensión

De acuerdo a Salomón (1997, pág. 87), “las subestaciones eléctricas se pueden clasificar de acuerdo al nivel de tensión de la siguiente manera:

- De Ultra Alta tensión ( $U_n > 800$  kV.),
- De Extra Alta Tensión ( $300$  kV.  $< U_n < 550$  kV.),
- De Alta Tensión ( $52$  kV  $< U_n < 300$  kV.),
- De Distribución ( $6.6$  kV  $< U_n < 44$  kV.) y
- De Baja Tensión ( $U_n < 6.6$  kV)”.

### 1.5.5 Según su configuración:

De igual forma, según Salomón (1997, pág. 87), otra forma de clasificación es según su configuración, y se establece a continuación:

**De Barra Sencilla:** Se caracteriza por tener pocos dispositivos conectados y poco espacio. Para este tipo de configuración se considera que, según como lo establece Sánchez, J (2010, pág. 68): “A falta de mantenimiento de la Barra o ausencia de la misma: se produce la pérdida total del suministro. Con el interruptor en mantenimiento, se produce la pérdida del suministro asociado. De forma independiente, no se puede alimentar una o varias líneas”. En la figura 1.2, se presenta la configuración Barra Simple o Sencilla.

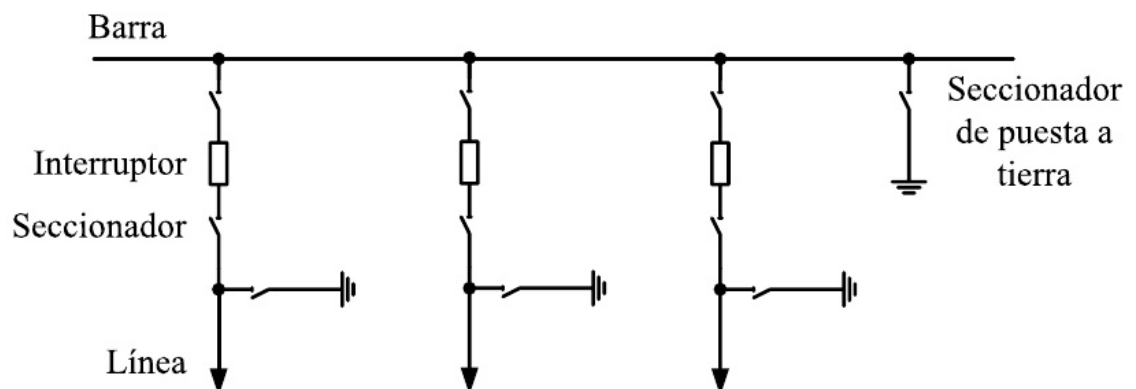


FIGURA 1.2: Configuración Barra Simple. (Arrollo Sánchez, 2010, pág. 68)

**Doble Partida:** Esta configuración establece la disposición de una barra simple con un seccionar a la mitad. En esta configuración, solo se pierde el suministro en la sección que se encuentre en mantenimiento. Así mismo, esta disposición permite la alimentación con dos fuentes, la cual se presenta en la figura 1.3.

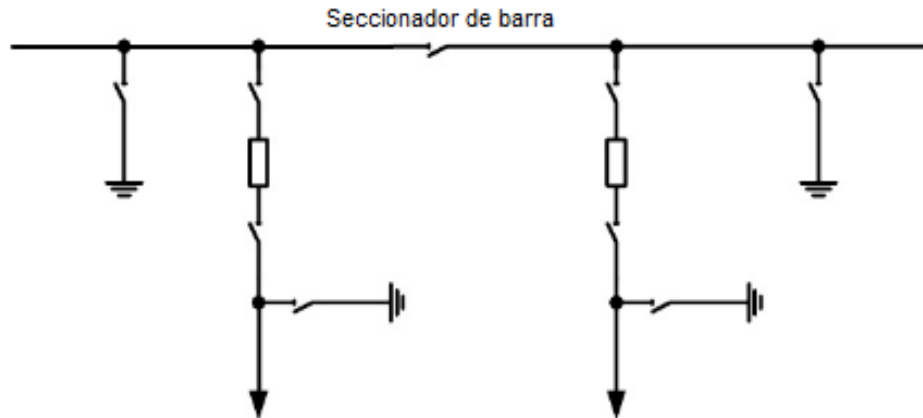


FIGURA 1.3: Configuración Doble Partida. (Arrollo Sánchez, 2010, pág. 70)

**De Principal y Barra de Transferencia:** Esta configuración es más compleja y tiende a ser más costosa. Presenta un esquema de mayor confiabilidad y seguridad, pues mediante la barra de transferencia se puede hacer el debido mantenimiento a la barra principal sin necesidad de suspender el servicio. En caso de producirse una falla en la barra principal, se pierde el suministro de energía. A continuación, se presenta en la figura 1.4, dicha configuración.

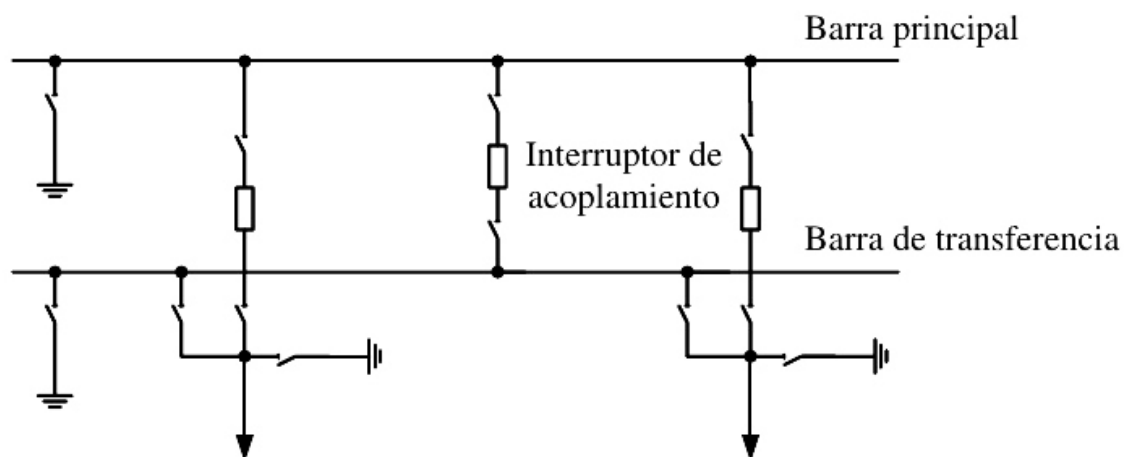


FIGURA 1.4: Configuración Barra Principal y Barra de Transferencia. (Arrollo Sánchez, 2010, pág. 73)

**Barra Doble:** De acuerdo a esta configuración, las líneas pueden ser conectadas a cualquier barra, pues cada una tiene su propio interruptor. En estos casos, cuando se produce la falla en una barra o se le realiza mantenimiento a alguna de éstas, se produce el disparo del interruptor de acoplamiento, conectándose a la otra barra y se suspende el servicio en la barra afectada. Véase la figura 1.5, de dicha configuración.

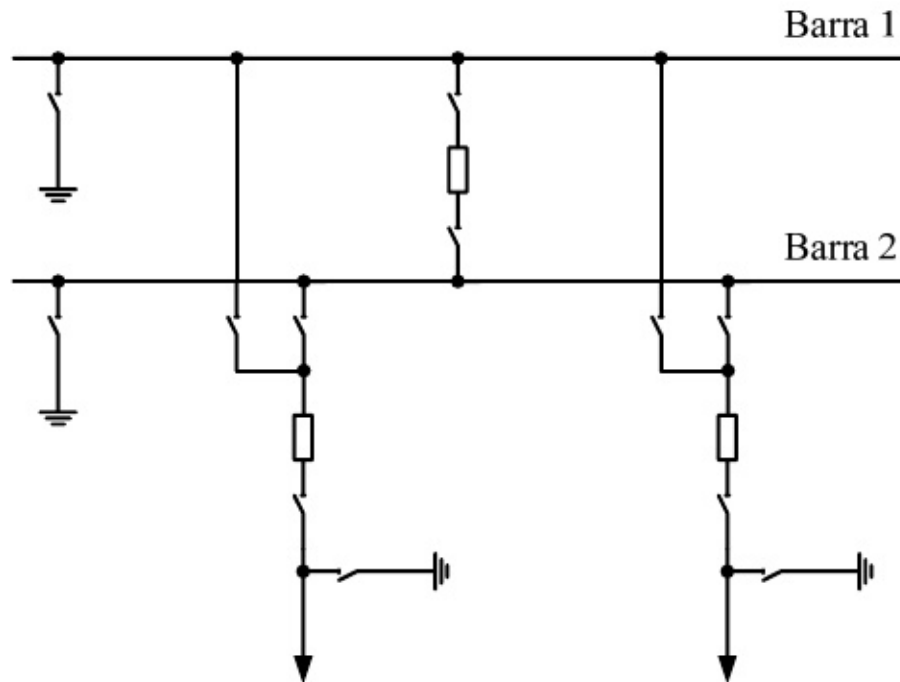


FIGURA 1.5: Configuración Barra Doble. (Arrollo Sánchez, 2010, pág. 76)

**Barra Doble con Bypass:** En este caso, el interruptor de acoplamiento protege la línea con interruptor en mantenimiento. Véase la figura 1.6.

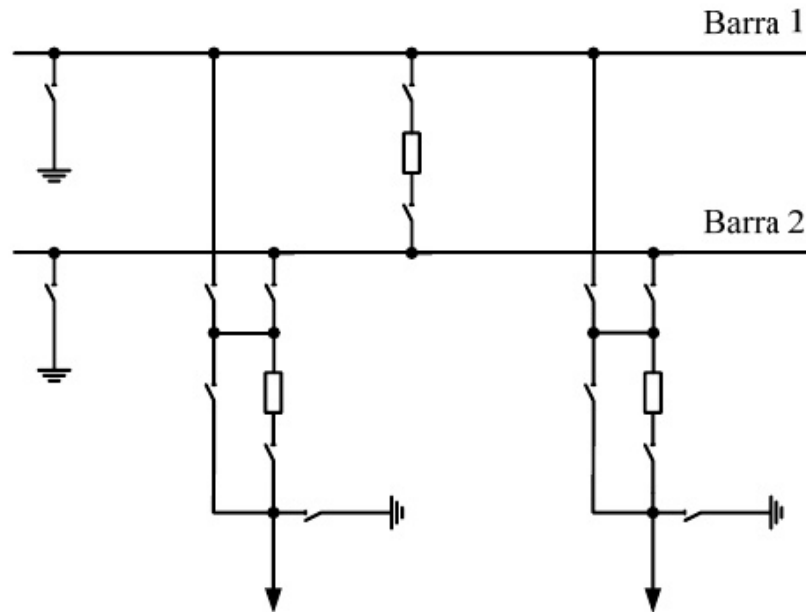


FIGURA 1.6: Configuración Barra Doble con Bypass. (Arrollo Sánchez, 2010, pág. 78)

**Barra Doble y Barra de Transferencia:** Esta es una configuración muy particular y su funcionamiento se basa en que, al momento de producirse una falla en una de las barras, el sistema o la configuración se convierte en una de barra simple con barra de transferencia, siempre que el interruptor de acoplamiento opere correctamente.

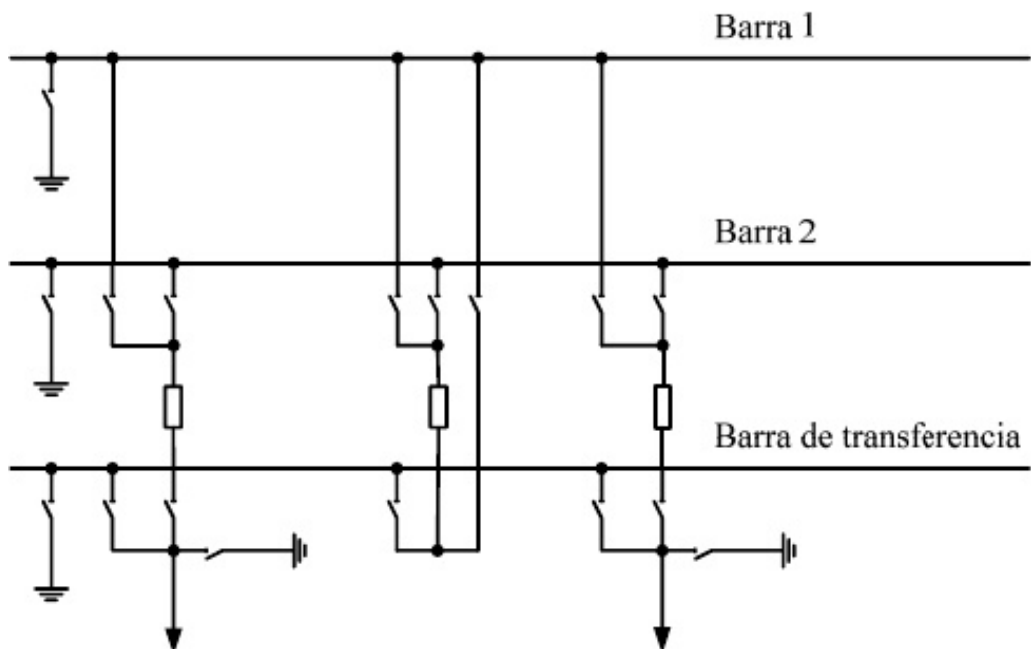


FIGURA 1.7: Configuración Barra Doble con Barra de Transferencia. (Arrollo Sánchez, 2010, pág. 79)

**Barra Doble con Doble Barra de Transferencia:** En esta configuración las líneas se distribuyen en las barras de transferencia, en caso de ocurrir una falla. El sistema posee doble interruptor. A continuación, se presenta la configuración, en la figura 1.8.

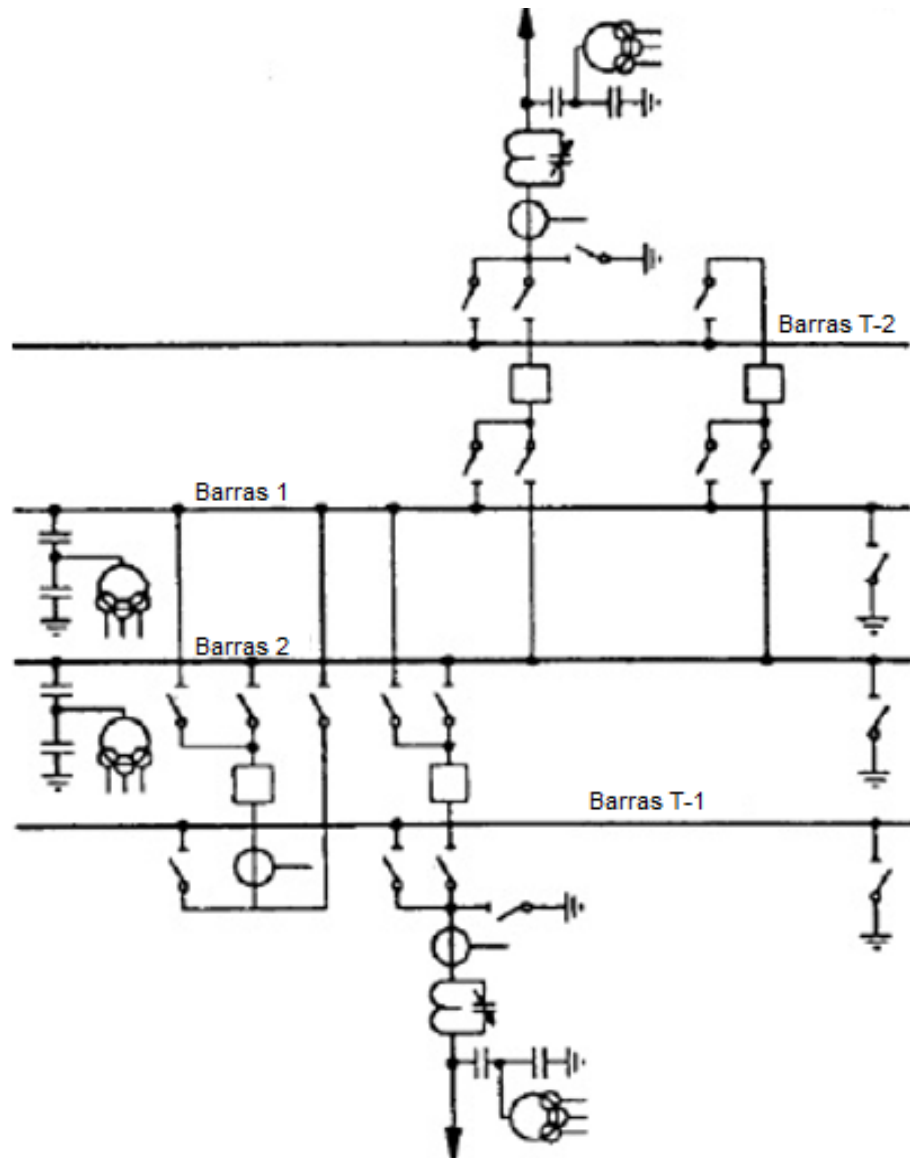


FIGURA 1.8: Configuración Barra Doble con Doble Barra de Transferencia. (Arrollo Sánchez, 2010, pág. 80)

**Barra Triple:** La configuración presenta tres barras con sus respectivos interruptores de protección, tal y como se aprecia la figura 1.9.

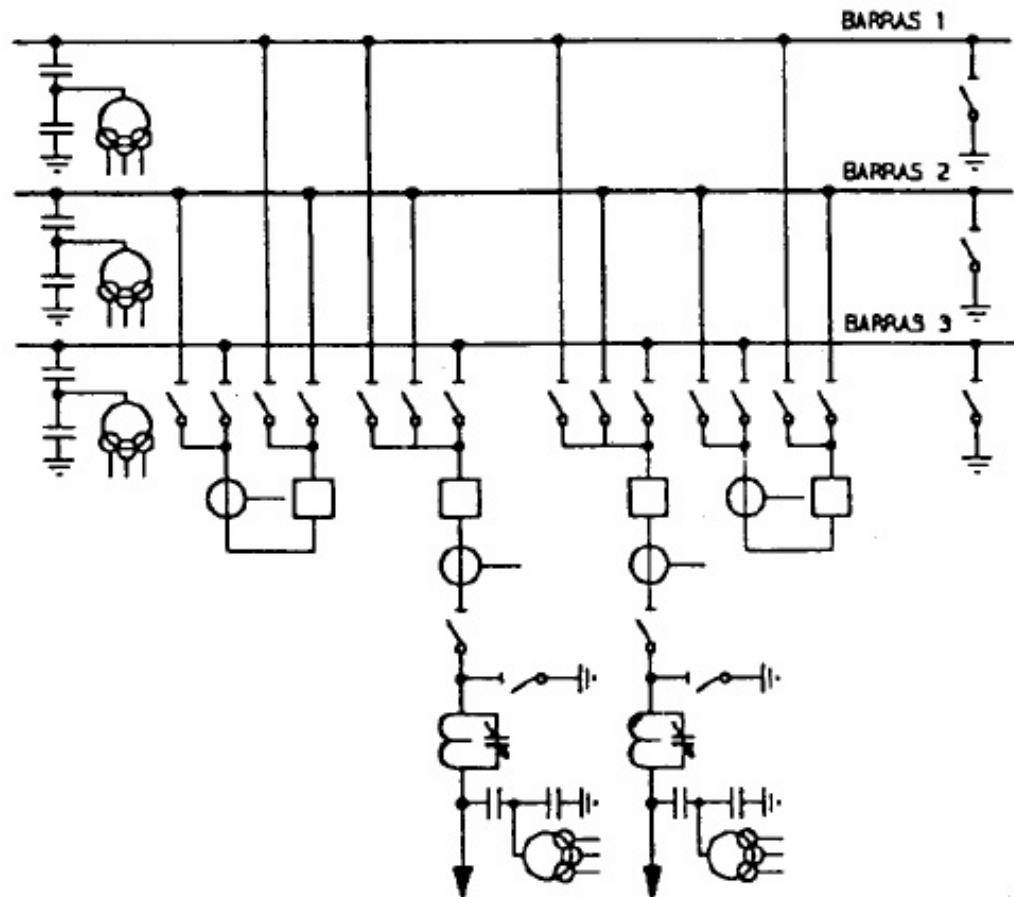


FIGURA 1.9: Configuración Triple. (Arrollo Sánchez, 2010, pág. 81)

**Barra Doble con Doble Interruptor:** En esta configuración, en caso de producirse el fallo en una de las barras, las cargas se conectan a la otra. Esta configuración permite la realización del mantenimiento de cualquiera de los interruptores, sin embargo, es costosa. Su configuración se puede apreciar a través de la figura 1.10.

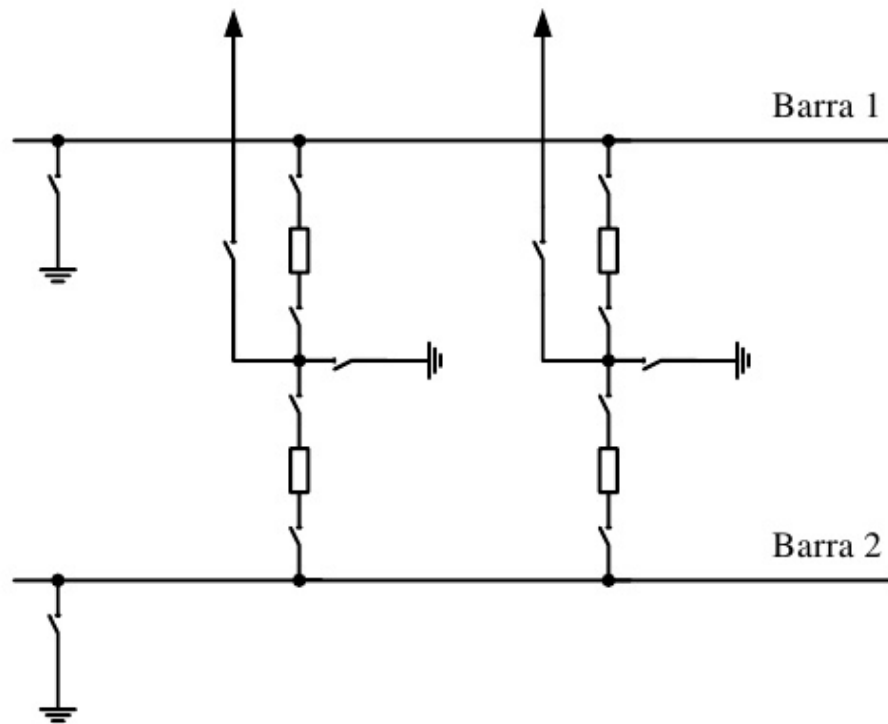


FIGURA 1.10: Configuración Barra Doble con Doble Interruptor. (Arrollo Sánchez, 2010, pág. 82)

**En Anillo o Polígono:** En este caso, la configuración dispone la misma cantidad de dispositivos que en la de barra simple, pero estos permiten realizar conexiones alternativas, en base a la misma configuración. Cuando se produzca el fallo en un sitio de la barra, se aísla la parte afectada, mediante la apertura de dos interruptores, perdiendo una línea, pero puedo seguir suministrando energía al resto del circuito mediante otros interruptores como se muestra en la figura 1.11, representativa de tal configuración.



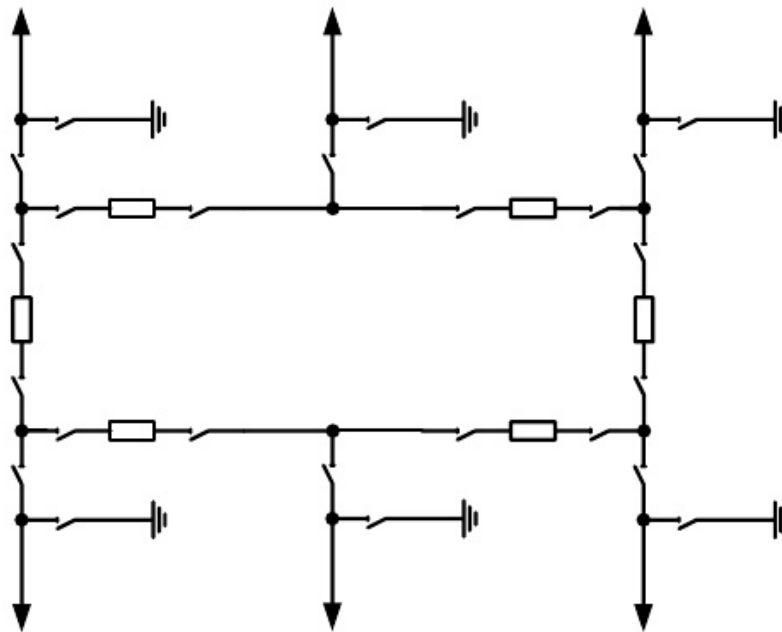


Figura 1.11: Configuración en Anillo o Polígono. (Arrollo Sánchez, 2010, pág. 84)

## 1.6 Elementos de la Subestación.

Básicamente una subestación eléctrica presenta en su estructura general elementos como las líneas de transmisión, sistemas de control, pararrayos e instalaciones de puesta a tierra. Se procederá a explicar estos elementos básicos a continuación:

### 1.6.1 Líneas de Transmisión

Se llaman así a las líneas que funcionan como medio para conducir la energía eléctrica desde un punto a otro. Para Jiménez, Gutiérrez y Enríquez (2006, pág. 3), se puede definir línea de transmisión como: “conjunto de dispositivos para transportar o guiar la energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo (denominadas cargas)”. Una línea de transmisión se estructura tanto por el elemento propiamente de transmisión, conocido como conductor y por estructuras de soporte, aisladores, accesorios de ajustes entre los aisladores y las estructuras de soporte, así como también por cables de guarda.

**A. El conductor:** Es el elemento propiamente en el que se transporta la energía eléctrica. Se configuran generalmente de forma cruzada o entrelazada, constituido por material conductor como el cobre o el aluminio, en capas alternadas y enrollados en sentidos opuestos.

Por la forma de su sección, las líneas de transmisión se pueden constituir en un solo hilo o más de dos hilos, y se pueden mezclar hilos de igual o diferentes materiales, siempre que ambos sean conductores y que cumplan con condiciones como las siguientes:

- Baja resistencia eléctrica.
- Elevada resistencia mecánica.
- Costo accesible.

Para la determinación del número de hilos a través de la cantidad de capas para conductores concéntricos, se emplea la siguiente ecuación:

$$\text{Número de hilos} = 3X^2 - 3X + 1$$

Donde “X” es el número de capas considerando al conductor central como 1. Véase el gráfico ilustrado por Jiménez, Gutiérrez y Enríquez (2006, pág. 19) en el que se muestra la teoría del número de hilos anteriormente presentada:

$$\text{Número de hilos} = 3(1)^2 - 3(1) + 1 = 1$$

$$\text{Número de hilos} = 3(2)^2 - 3(2) + 1 = 7$$

$$\text{Número de hilos} = 3(3)^2 - 3(3) + 1 = 1$$

$$\text{Número de hilos} = 3(4)^2 - 3(4) + 1 = 37$$

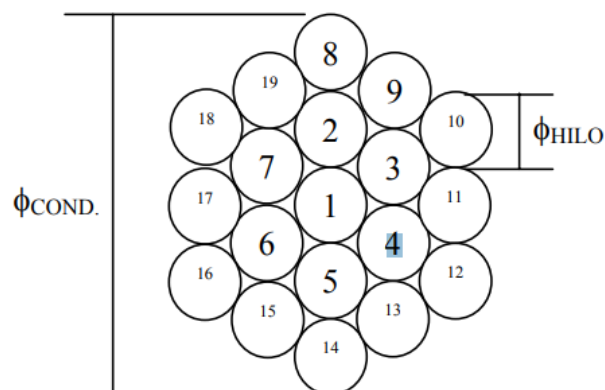


Figura 1.12: Número de hilos en una línea de transmisión. (Jimenez Meza, Gutierrez, & Enríquez, 2006, pág. 19)

Para el caso de las líneas aéreas, el aluminio representa el material más utilizado debido a características como su costo y su ligereza en comparación con la del cobre. Se destaca también el hecho que el aluminio presenta un mayor diámetro debido a su mayor resistencia, lo que permite que las líneas de flujo eléctrico se sitúen a mayor distancia entre sí a una misma tensión, evitando con esto la generación de un efecto corona, en virtud de la disminución del gradiente de voltaje en la superficie del conductor y por tanto una disminución en la tendencia a la ionización del aire que rodea el mismo.

Según Jiménez, Gutiérrez y Enríquez (2006, pág. 22) Los conductores de aluminio puro se clasifican de la siguiente manera:

- Clase AA: Los cuales son normalmente usados en líneas de transmisión aéreas.
- Clase A: Son recubiertos por materiales resistentes al clima y conductores desnudos con alta flexibilidad.
- Clase B: Son conductores aislados con diversos materiales y conductores que requieren mayor flexibilidad.
- Clase C: Requieren la más alta flexibilidad.

Existe una nomenclatura para diferencias la constitución de los conductores en las líneas de transmisión; esta diferenciación se basa en la cantidad de un conductor elaborado de un material en combinación con conductores de otro material. En tal sentido se expone a continuación la siguiente descripción:

- Conductor de Aluminio Puro (99,7% de pureza): AAC.
- Conductor Homogéneo de Aleación de Aluminio (Contiene cantidades pequeñas de silicio y magnesio): AAAC.
- Conductor Mixto con Alma de Acero (Alma de acero galvanizado recubierto por capas de aluminio puro): ACSR.

**B. Elementos de Soporte:** Son dispositivos diseñados para sujetar y mantener en su posición a las líneas de conducción eléctrica. Estos deben mantener las líneas a la altura sobre tierra de diseño, así como la distancia entre una línea y otra. Existen varias formas de clasificar estos elementos, y están dados en función de

la resistencia mecánica que estos presentan. En tal sentido se tiene la siguiente clasificación:

- **Estructuras de suspensión:** Para este caso, las líneas se suspenden a través de cadenas de aisladores. Estos elementos soportan los esfuerzos verticales de las líneas y la acción que el viento ejerce de forma transversal sobre el conductor, como se muestra en la figura 1.13:

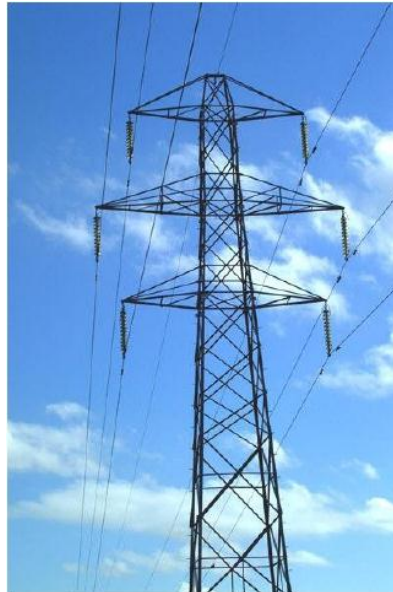


FIGURA 1.13: Torre de suspensión de doble terna. (Stevenson, 1962)

- **Estructuras de Retención:** Este tipo de elementos de soporte se usan para contrarrestar los efectos de los esfuerzos laterales de las líneas.



FIGURA 1.14: Torre de retención. (Stevenson, 1962)

**C. Aisladores:** Estos elementos que se encargan de mantener aislado las líneas de la tierra y de cualquier otro elemento que al tener en contacto pueda provocar algún tipo de falla eléctrica. El material más empleado para la fabricación de los aisladores es la porcelana; sin embargo, también se emplean materiales sintéticos y el vidrio. Los aisladores deben tener como característica general, una alta resistencia a las corrientes de fuga superficiales, así como una estructura física gruesa para soportar el fuerte gradiente de tensión presente en su ubicación. Adicionalmente para su función, como elementos de soporte de las líneas, deben estar diseñados de tal forma que su resistencia mecánica sea la suficiente como para sujetar las líneas de transmisión. Existen dos tipos de estos aisladores:

- **Aisladores fijos:** Llamados así debido a que luego de su instalación no pueden ser cambiados de posición. La figura 1.15 muestra visualmente como es un aislador.



Figura 1.15: Aisladores fijos. (Stevenson, 1962)

- **Aisladores en Cadena:** Estos están constituidos por un número determinado de elementos conforme a la tensión de diseño o servicio. Conforman una cadena móvil alrededor de su punto de unión al soporte. En

la figura 1.16 se muestra la conformación más utilizada en líneas de alta tensión.

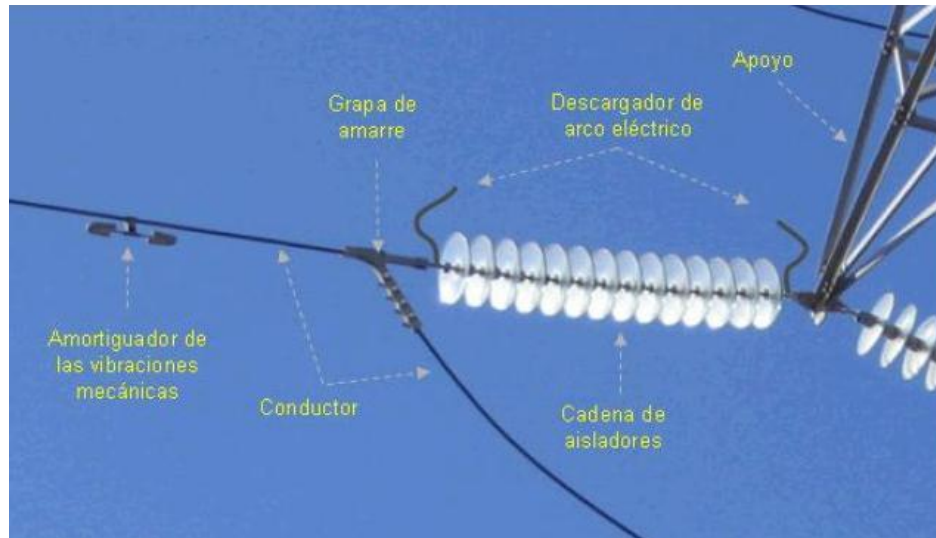


Figura 1.16: Aisladores en cadena. (Stevenson, 1962)

Los aisladores se sujetan al poste o torre utilizando unos mecanismos conocidos como herrajes y que se ilustran, en la figura 1.17:



Figura 1.17: Herrajes. (Stevenson, 1962)

### 1.6.2 Sistema de Control

Se llama así a un conglomerado de instrumentos que, conectados con cada uno de los equipos que componen la subestación eléctrica, permiten monitorear su comportamiento a fin de mantener controlado cada uno de los parámetros eléctricos, tanto de entrada como de salida de la S/E. Según como lo define Fulgencio, Mejía y Centeno (2012, pág. 26):

“Son todos los elementos de control, medición y protección, indicadores luminosos y alarmas, instalados en cuarto denominado cuarto de control y soportados por los tableros de protección. Su función es facilitar la supervisión y manejo de la subestación, por parte del operador; sin embargo, actualmente este enfoque se está cambiando por el de la automatización”

El sistema de control suele ser alimentado por un sistema conocido como servicios auxiliares, formadas por fuentes de alimentación de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA), de baja tensión. Por lo general los servicios de corriente continua alimentan los tableros, interruptores, baterías, alumbrado de emergencia, cargadores. El servicio de corriente alterna alimenta la calefacción, ventilación de sistemas contra incendio, aires acondicionados, entre otros.

Un sistema de control de una subestación, visto de una forma general, está dividido en tres niveles:

- El primero que se conforma por los equipos ubicados en el patio y que controla los seccionadores, interruptores, transformadores de corriente y tensión;
- Un segundo nivel de control, que según Contreras y Hernández (2002, pág. 16) está conformado por:

Elementos intermedios que dependen de la tecnología de control de la subestación (numérica o convencional) como lo son: armarios de reagrupamiento, unidades controladoras de bahía y todos aquellos elementos encargados de las funciones asociadas a las bahías tales como: control, supervisión, enclavamientos, regulación de voltaje, protección y medición.

- El tercer nivel de control, corresponde a las actividades de supervisión y monitoreo, maniobras y control de las tareas diarias que llevan los operadores de la subestación tales como el control local de la propia subestación, la

comunicación y el control de los servicios auxiliares. De acuerdo a lo que expone Contreras y Hernández (2002, pág. 16):

Este esquema propone una estructura lógica del sistema de control con dos (2) niveles jerárquicos superiores, los cuales deben estar interconectados para los intercambios de información. Y un nivel inferior, nivel de campo, encargado de la adquisición de datos:

- Estado de los equipos de maniobra.
- Tensiones y corrientes en el sistema.
- Temperatura en los devanados de los transformadores.
- Nivel de aceite en los transformadores.
- Nivel de gas en los interruptores.

En este sentido, los parámetros de la subestación que son transmitidos al nivel de control superior corresponden a la operación de los interruptores y seccionadores, donde las operaciones de cierre o apertura provienen de los niveles de control superior. De acuerdo a forma de establecimiento de control, en la figura 1.18 se representa la estructura jerárquica de los sistemas de control convencional.



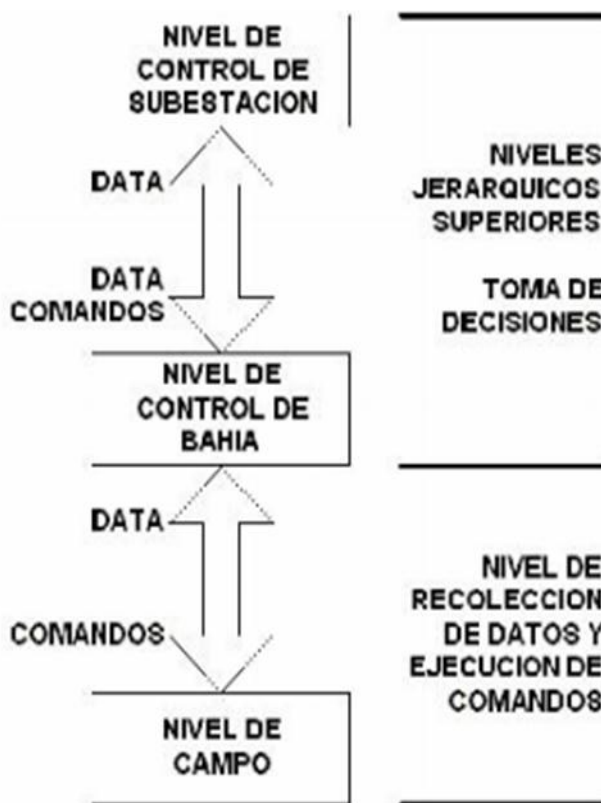


Figura 1.18: . Estructura jerárquica para un sistema de control de una S/E de alta tensión. (Contreras & Hernández, 2002)

Los sistemas de control en las subestaciones eléctricas pueden ser de dos tipos, el convencional y el automatizado o también denominado numérico. Los autores, Contreras y Hernández (2002, pág. 17) definen, un sistema de control convencional como aquel que: “se encuentra conformado por equipos y componentes integrados de manera tradicional. Esto es, utilizando cables multiconductores, relés auxiliares, relés repetidores, relés de disparo y bloqueo, entre otros”. En relación a un sistema de control automatizado, presenta la misma estructura jerárquica de control ya mencionada, es decir, un nivel de campo, un nivel de bahía y un nivel superior, con un medio de comunicación entre cada nivel. En la figura 1.19, podemos apreciar esta estructura:

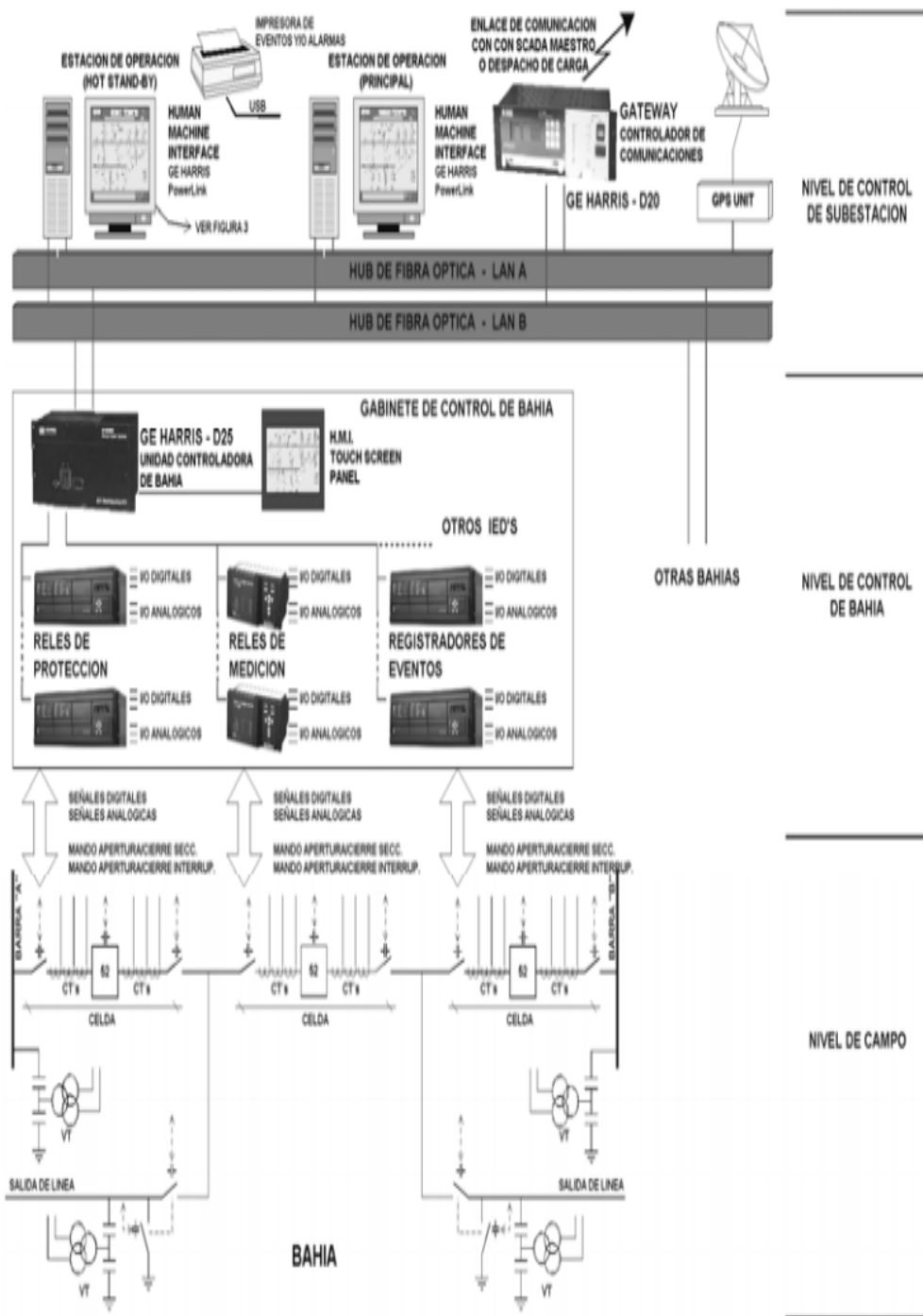


Figura 1.19: Arquitectura de un Sistema de Control Automatizado en una S/E. (Contreras & Hernández, 2002)

Para el caso de los sistemas de control automatizado, en el nivel de campo, están las unidades de adquisición de datos que proveen la información necesaria para el control eficiente de la subestación, mediante estas unidades se adquieren datos

analógicos de corrientes y tensiones de los transformadores, temperatura de los equipos, niveles de aceite en los transformadores, presión de gas, así como también el estado de operatividad del equipo. En este nivel también se encuentran los equipos de alta tensión que llevarán a cabo las instrucciones dada al nivel de control superior. Según Contreras y Hernández (2002, pág. 18) Algunas de estas instrucciones son:

- Mando de los equipos de interrupción por operación de las protecciones de las subestaciones.
- Apertura automática de interruptores ante condiciones de falla.
- Apertura automática de interruptores por disparos transferidos desde otras subestaciones.
- Recierre automático de los interruptores, en aquellos esquemas de protección donde aplique.
- Mando de los equipos de seccionamiento o los equipos de interrupción por operación.
- Apertura y cierre de seccionadores de línea y seccionadores de puesta a tierra por maniobras en la subestación.
- Apertura y cierre de interruptores por maniobras en la subestación.

A este nivel de control, en estos equipos de alta tensión se puede realizar:

- Apertura manual de interruptores y seccionadores.
- Control manual de cambiadores de tomas.
- Control manual de banco de capacitores y/o reactores.

En relación al segundo nivel de control, también llamado control de bahía, se conforman por todos los equipos que cumplen con las funciones de supervisión y protección automática de los elementos asociados a la bahía. Entre estas funciones se puede mencionar la protección de líneas y transformadores, protección de barras, protección contra fallas en los interruptores, la medición, el registro de eventos, enclavamientos y regulación de voltaje. Estas funciones se llevan a cabo por relés de protección y relés de medición ubicados en el sector bahía.

De acuerdo a Contreras y Hernández (2002, pág. 19) el nivel de control bahía:

Es el nivel encargado de interactuar directamente con el nivel de campo, obteniendo el conjunto de datos o data desde las entradas y salidas analógicas y discretas. Así mismo, este nivel puede realizar las funciones de monitoreo y operación de la bahía asociada, ante la ausencia del nivel superior, a través de interfaces hombre-máquina, HMI (“Human Machine Interface”), de bajo nivel en la unidad controladora de bahía.

El último nivel de control automatizado de una sub estación eléctrica, se relacionan con las tareas de monitoreo y operación general de la S/E. Básicamente se conforma por la estación de operación y receptor de posicionamiento GPS. De forma similar a un sistema de control convencional, en el cual los operadores de las subestaciones leen, analizan y ejecutan las maniobras de apertura y cierre de interruptores y/o seccionadores, se monitorea el estado de los parámetros propios del sistema, como la tensión de las barras, las corrientes de salida y las potencias entregadas y recibidas, para realizar estas acciones de operación de manera automática.

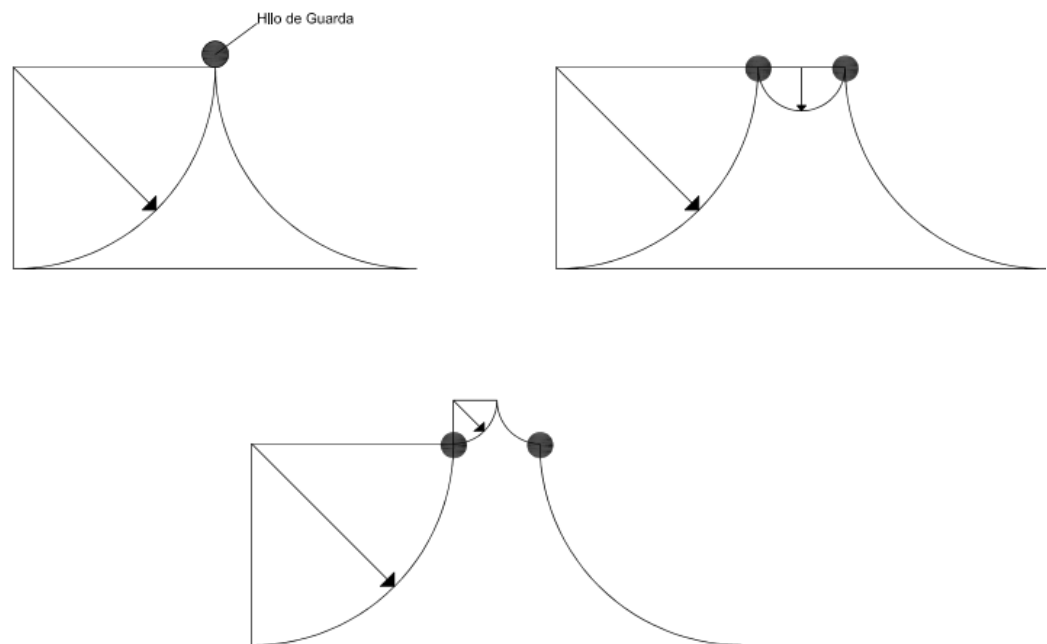
### 1.6.3 Hilos de Guarda y Pararrayos

Para entender este tipo de sistemas de protección es necesario hablar de hilos de guarda y pararrayos. Las subestaciones eléctricas se interconectan a través de líneas de transmisión. En ellas, específicamente en la parte más elevadas de las torres de transmisión y distribución se encuentran instaladas unas líneas conocidas como hilos de guarda cuyo propósito es proteger las líneas de transmisión de las descargas atmosféricas. Esta protección se basa en la intercepción de las descargas ya mencionadas y su conducción a tierra a través de un conductor que se encuentra conectado a tierra. Por lo general, los hilos de guarda se fabrican con fibra óptica, la cual es colocada en el interior del mismo a fin de permitir el establecimiento de una telecomunicación confiable, rápida y económica a través de cualquier línea aérea de alta tensión.

Los hilos de guarda suelen ser conductores de acero con diámetros de entre los 25mm.<sup>2</sup> y 50mm.<sup>2</sup>. Su colocación se hace de forma paralela a las líneas de fase y a su vez sobre dichas líneas. De acuerdo a la División de Ingeniería Eléctrica del FIME (2011, pág. 46): “la probabilidad de golpes de rayos directos en los

conductores disminuye en líneas protegidas, con dos hilos de guarda hasta un valor casi despreciable”.

En la instalación de los hilos de guarda se aplica diversos criterios. Uno de ellos se basa en el principio en el que la zona que protegen se determina por un cuarto de círculo cuyo radio está determinado la altura del cable de guarda. Véase la figura N° 1.20 que ilustra este concepto que se le conoce como criterio de Schwaigwer.



**Figura 1.20:** Zona de protección según la colocación del hilo de guarda, con 1, 2 y 3 hilos. Elaborado por el propio autor

De acuerdo al criterio de Schwaigwer, expuesto por la FIME (2011, pág. 47): “la zona propiamente protegida, está aún disminuida por una zona de dispersión que se debe tomar en cuenta con un ancho del 2% al 4% del radio correspondiente. En este orden de ideas, un segundo criterio menciona que con el ángulo de protección se puede definir la posición de los hilos de guarda, el cual si se establece en un rango entre los 30° y 40° entre la línea conductor y el hilo de guarda, la asegura contra descargas directas”.

En el caso de los pararrayos; un concepto general de este dispositivo de protección es que es una barra fabricada de metal, generalmente de cobre, con uno de sus

extremos en forma de punta, que se instala a una altura determinada en instalaciones como edificios y casas, con el propósito de recibir las descargas eléctricas atmosféricas y proteger el sistema eléctrico de dicha instalación. Para Ramos A., de acuerdo a su trabajo especial de grado titulado “Proyecto de Subestación de Distribución 132/220 kV” (2017, pág. 26) los pararrayos: “son aparatos destinados a proteger el material eléctrico contra sobretensiones transitorias tanto de frente lento (los de maniobra) como de frente rápido (tipo rayo), reduciéndolas por debajo del nivel del aislamiento del material el cual protege”.

Basan su funcionamiento en una resistividad no lineal, es decir, en una resistividad que dependerá del nivel de tensión que los afecte en un determinado momento. Así mismo se destaca que en estos dispositivos, la temperatura tiene una notable afectación en la corriente que circula a través del mismo, es decir, al producirse un aumento de la temperatura, la corriente también lo hace, lo cual es peligroso ya que según como lo expone Ramos A, “el pararrayos debe estar en equilibrio en la zona de trabajo y debe poder evacuar el calor generado en su interior” (2017, pág. 27). Esto significa que, al producirse el desequilibrio durante la operación o funcionamiento del pararrayos, existe la posibilidad que se produzca la destrucción del pararrayos.

Al respecto, resulta importante destacar la exposición de Osorio L., en relación algunas condiciones mínimas que debe tener estos dispositivos de protección (2015, pág. 4): “Los pararrayos deben ser fabricados con bloques de resistencias a base de óxido metálico; se instalan al exterior y son diseñados para proteger transformadores y equipos de media tensión contra las sobre corrientes atmosféricas”.

En la figura 1.21 se representa el comportamiento característico de los pararrayos en función de la tensión y la corriente. La misma muestra los niveles que alcanza la resistencia en el dispositivo de protección en función de los parámetros anteriormente mencionados.

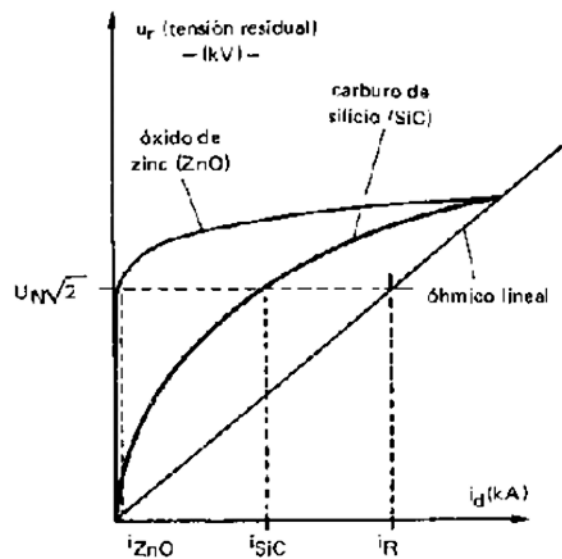


Figura 1.21: . Característica general de los pararrayos intensidad/tensión. (Ramos Barrero, 2017)

Como se aprecia, dependiendo del material del que está hecho el pararrayos se visualiza una diferencia en la curva característica. La pendiente (Resistencia) de la curva del pararrayos de óxido de zinc tiende a aumentar muy rápidamente hasta que la tensión adquiere el valor nominal, momento en el cual alcanza un valor óhmico igual que un pararrayos hecho en base a carburo de silicio, pero a una menor intensidad de corriente; es decir, el pararrayos de ZnO obtiene un valor de resistencia a una misma tensión que el pararrayos de SiC pero a un valor de corriente mucho menor. Estas curvas describen el comportamiento expuesto al inicio de este punto. Para su diseño, se toma en cuenta que la altura de este dispositivo de protección se toma como referencia para la conformación de una base circular de radio "R", con  $R=h$  (altura del pararrayos).

Estructuralmente, los pararrayos poseen una barra cilíndrica de 3 m a 5 m de altura, con una punta o puntas de hierro galvanizado o de cobre. Así mismo, cuenta con un conductor aéreo que está formado por cable de cobre de por lo menos 8mm. de diámetro o de cable de hierro de más de 11mm. Este cable no debe estar aislado de las instalaciones que protege. En su conformación, cuenta con un cable conductor subterráneo, en forma de placas de cobre o de hierro galvanizado, con una superficie de por lo menos un metro cuadrado, la cual se dispone en una superficie húmeda y enlazada al conductor aéreo.

Existen varios tipos de pararrayos, uno de ellos es el conocido como cuerno de arqueo, el cual consiste en dos varillas que cumplen la función de un electrodo. Una de estas varillas se conecta a la catenaria o línea conductora que protege y la otra a tierra. En algunos casos se le instala una varilla anti pájaros, la cual se la utiliza para la protección del sistema de cortocircuitos provocados por las aves que ven atractivo para su descanso las varillas electrodos. Su funcionamiento se basa en la disipación del arco eléctrico que se produce debido a las sobretensiones que producen las descargas atmosféricas, esto mediante el alargue de dicho arco entre las dos varillas. En la figura 1.22, se ilustra la estructura física de este tipo de pararrayos.

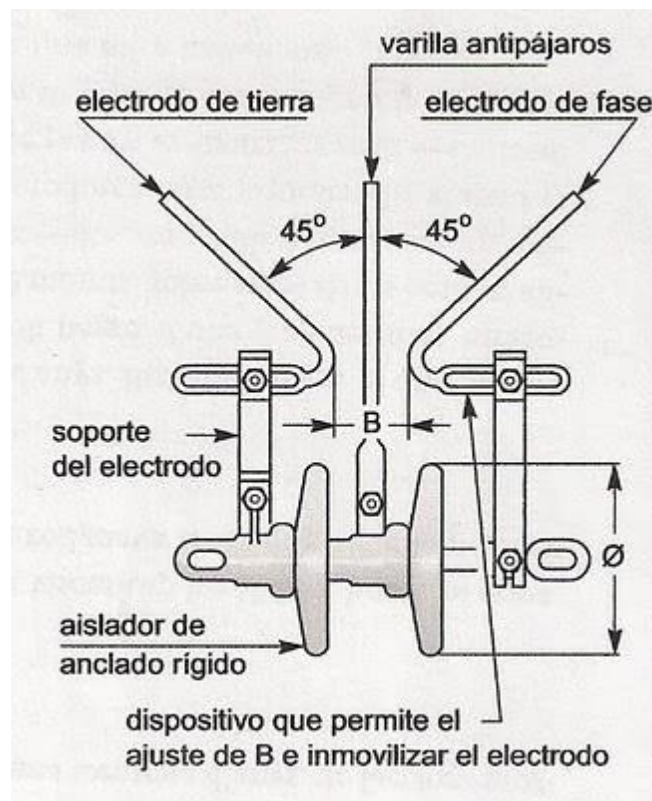


Figura 1.22: Pararrayos cuerno de arqueo. (Vasalles, 2010)



En la figura 1.23, se puede observar como es realmente este tipo de pararrayos usados en las líneas de media tensión. Su disposición en este tipo de instalaciones se aprecia en dicha imagen.

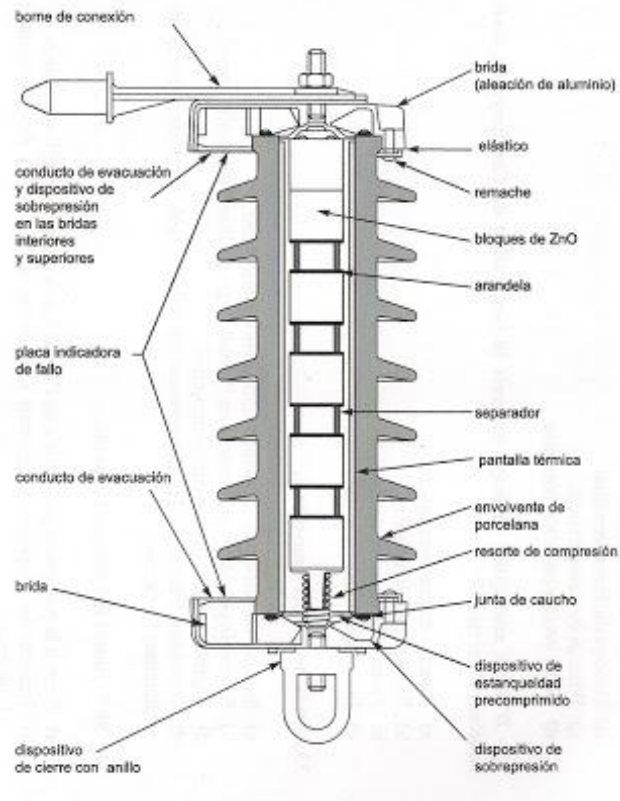


**FIGURA 1.23:** Pararrayos cuerno de arqueo. (Vasalles, 2010)

Otro tipo de pararrayos son los conocidos como auto valvulares, constan de una serie de resistencias no lineales y explosores colocados en serie, que se encargan de limitar la corriente tras el paso de la onda de choque de la sobretensión. Según Vasalles A, (2010) las características que deben ser consideradas en estos tipos de pararrayos son:

- La tensión de extinción, que se refiere al voltaje más elevado a la frecuencia industrial que el pararrayos puede descebar espontáneamente o por sí mismo.
- La tensión de cebado. la cual está relacionada al tipo de sobretensiones por rayo, a frecuencia industrial, que maneja el para rayo .
- El poder de descarga, se refiere a la corriente de choque y es la capacidad de disipación de la energía.

En la figura 1.24 se muestra las partes de un pararrayos de ZnO que se usan en redes de 20kV de acuerdo a un catálogo de la empresa Schneider Electric.



**Figura 1.24:** Partes de un pararrayos auto valvular ZnO de la empresa Schneider Electric. (Vasalles, 2010).

En la figura 1.25 se visualiza realmente la descripción física de los pararrayos auto valvular, usado en equipos de subestaciones eléctricas; en este caso protegiendo a un autotransformador.



**FIGURA 1.25:** Pararrayos Autoválvula, usado en la protección de un autotransformador. Se ubica en la parte izquierda de la imagen. (Vasalles, 2010)

#### 1.6.4 Instalaciones de Tierra

Este es un tema de suma relevancia en el diseño de cualquier tipo de instalación eléctrica, por lo que resulta importante en el desarrollo del presente manual, el definir algunos conceptos básicos relacionados con el tema del sistema de puesta a tierra, que en este caso es el relacionado con el suelo y sus características para el diseño de la puesta a tierra.

##### **A. Resistividad eléctrica del suelo.**

La resistividad eléctrica, es la oposición que presenta cualquier medio al paso de la corriente y su valor depende de la sustancia a través de la cual se intenta desplazar el flujo eléctrico. Según Fierro e Hinojosa la resistividad del terreno es fundamental en el diseño del sistema de puesta a tierra (2010, pág. 24):

“Para realizar una puesta a tierra es muy importante saber cómo se comporta el terreno, para ello se debe analizar todas sus características, y la mejor manera de hacerlo es conocer el valor de su resistividad; pues desde el punto de vista eléctrico, el suelo es el encargado de disipar la corriente de defecto a falla que lleguen a este por medio de los electrodos de puesta a tierra. Con el fin de determinar las características del suelo, normalmente se obtienen muestras hasta una profundidad razonable que pueda permitir juzgar su homogeneidad.”

Algunos factores afectan el valor de la resistividad del terreno, tales como la naturaleza del terreno, la temperatura, la salinidad, la humedad, la compactación, la estratigrafía, entre otros.

En cuanto a la naturaleza del terreno, este factor hace referencia al material que lo constituye. Para realizar el diseño del sistema de puesta a tierra, la determinación de los ohmios metros es el primer paso. Su valor guarda una estrecha relación con su estudio granulométrico, de tal forma que cuando aumenta el tamaño de las partículas del terreno aumenta también el valor de su resistividad.

La temperatura influye en el valor de la resistividad, de tal forma que cuando disminuye el valor de ésta en el terreno, entonces la resistividad aumenta; sin

embargo, cuando la temperatura disminuye por debajo de los ceros grados Celsius, el aumento de la resistividad crece de forma muy rápida.

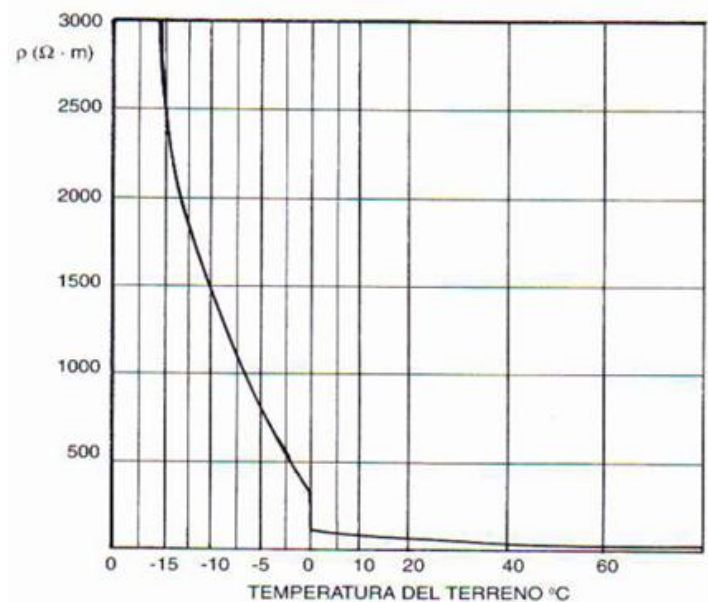


Figura 1.26: Relación resistividad en función de la temperatura. (Fierro & Hinostroza, 2010)

La figura 1.26 muestra el comportamiento general de la resistividad de los suelos ante la variación de temperatura. Nótese que cuando la temperatura en grados centígrados “T” es igual a  $0^{\circ}C$ , entonces, la resistividad “ $\rho$ ” se incrementa rápidamente con una pendiente con tendencia al infinito, hasta que en cierto momento el incremento cambia y se da de forma exponencial.

En cuanto al factor salinidad, tiene una notable influencia en el valor de la resistividad, de tal forma que se emplea para mejorar terrenos en el que se requiere la instalación del sistema de puesta a tierra. El aumento de sales en el terreno provoca una disminución de la resistividad. De acuerdo con lo expuesto por Fierro e Hinostroza en cuanto al efecto de la sal para mejorar los suelos resistivamente: “se añade sal en las arquetas en los puntos de puesta a tierra o cerca de los electrodos sean accesibles, y luego se los riega con agua” (2010, pág. 29).

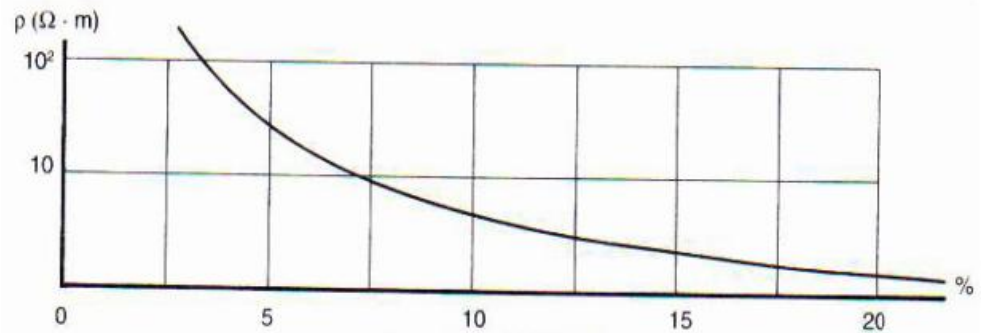


Figura 1.27: Relación resistividad en función de la salinidad. (Fierro & Hinostrza, 2010)

En la figura 1.27, se demuestra lo expuesto anteriormente, es decir, la relación inversa existente entre la salinidad y la resistividad. Dependiendo de las características del terreno se aplicara las relaciones pertinentes, pero esta es la forma general. El agua cumple la función de coadyuvar en el proceso de mejora de las condiciones de resistividad del terreno, permitiendo que la sal penetre en las distintas capas del mismo. Sin embargo, el exceso de agua lava el suelo, hasta el punto que puede arrastrar la sal que rodean los electrodos de puesta a tierra, afectando la resistividad.

Con respecto a la humedad, se refiere a la cantidad de agua que el suelo contiene de forma natural; y al igual que la salinidad, existe una relación inversa entre la humedad y la resistividad. Lógicamente, dependiendo del tipo de terreno, la resistividad varia de forma diferente, sin embargo, la relación general es la misma. Durante el estudio de la humedad del suelo, debe considerarse la característica atmosférica de la región, pues los elementos de éste afectan el agua contenida en el suelo producto de la evaporación y precipitaciones. Por ejemplo, un tiempo con altas temperaturas produce una evaporación que empobrece la superficie del suelo y que también afecta los estratos más bajos; lo que trae como consecuencia un aumento de la resistividad del terreno.

Finalmente, la estratigrafía, es decir, el estudio de cada una de las capas en la que se divide el suelo, se relaciona con las distintas resistividades que se encuentran en el mismo como consecuencia de la situación de las distintas capas que componen el terreno. Para este estudio, según Fierro e Hinostrza (2010, pág. 29): “la resistividad será una combinación de la resistividad de las diferentes capas y del

espesor de cada una de ellas”. Véase la figura 1.28, que representa el valor de la resistividad en función de la naturaleza del suelo y la profundidad.

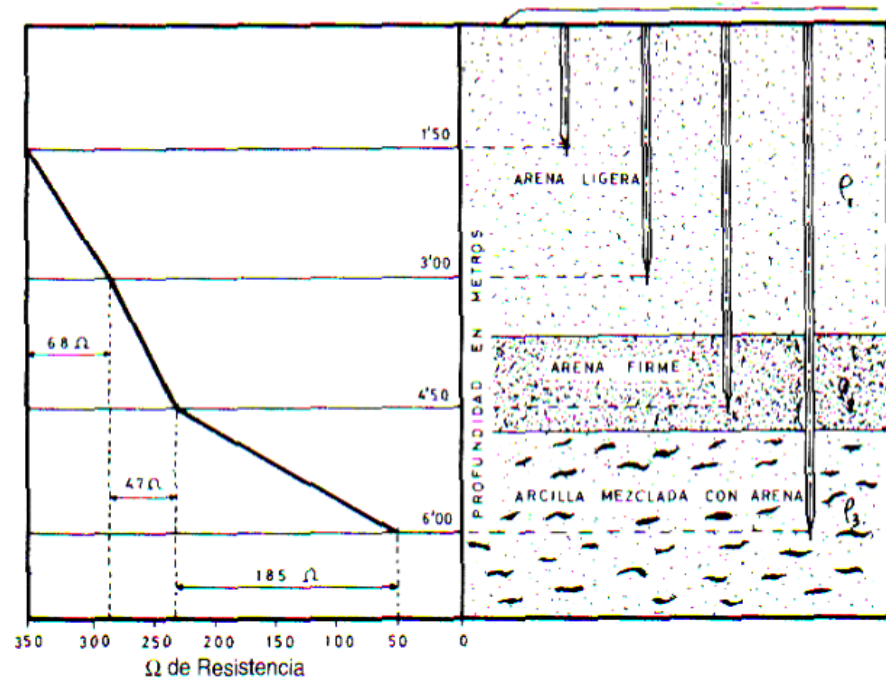


Figura 1.28: Resistividad del suelo en función de su naturaleza y profundidad. (Fierro & Hinostroza, 2010).

Según la figura 1.28, los valores de resistividad en un mismo tipo de suelo varían según la profundidad en la que se explore el terreno; por ejemplo, al comparar la profundidad de la arena ligera a una altura de 1,5m (metros), con la misma capa a una profundidad de 3m, el valor de la resistencia es distinto, es decir, a 1,5m la resistencia,  $R=300 \Omega$  mientras que a 3m  $R=232 \Omega$ ; lo cual significa que la profundidad afectará el valor de la resistencia del terreno.

Un elemento no mencionado durante el estudio del sistema de puesta a tierra es las estaciones del año; pues por ejemplo, en tiempos de lluvia el nivel freático del suelo se aproxima a la superficie del mismo por lo que la resistividad tiende a disminuir con relación a la época de sequía, en el que el nivel freático también se aleja de la superficie. Por tanto, para mantener un valor de resistividad en un rango aceptable para el sistema de puesta a tierra siempre es recomendable diseñarlo a mayor profundidad, pues a estas alturas, el suelo se verá menos afectado por el tiempo atmosférico.

**B. Comportamiento del Suelo desde el punto de vista eléctrico.**

Los suelos actuales son el resultado del paso del tiempo y los cambios sufridos producto de los procesos de meteorización y la acumulación de grandes cantidades de diferentes materiales sólidos con distintas características físicas y químicas. En tal sentido y como ya se expuso, los suelos son el resultado de la conformación de capas superpuestas unas sobre otras a través del tiempo, formando diferentes niveles y cada uno con características distintas que tienden a afectar su comportamiento eléctrico. He ahí la importancia que tiene la realización de un estudio general del suelo para determinar la factibilidad de la instalación de un sistema de puesta a tierra en términos de costos y eficiencia. Todas estas características como la humedad, la granulometría, la salinidad, el pH, la compactación, la temperatura, e incluso las estaciones del año y su efecto sobre el suelo en la región de estudio, le permitirán al ingeniero la realización de un buen diseño de puesta a tierra.

**C. Objetivos del sistema de puesta a tierra.**

El sistema de puesta a tierra es en esencia una instalación de protección contra perturbaciones del sistema eléctrico debidas a descargas atmosféricas, fallas trifásicas asimétricas o transitorios. El objetivo de este tipo de instalación es, según el Manual de Sistemas de Puesta a Tierra de Blasco A, (2009, pág. 4):

- Garantizar la seguridad y protección de las personas.
- Proteger los equipos y las instalaciones.
- Garantizar un camino rápido a las corrientes de falla sin exceder los límites de operación de la red eléctrica.

**D. Partes de un sistema de puesta a tierra.**

De forma general una instalación de tierra o sistema de puesta a tierra requiere para su diseño y conformación los siguientes elementos, los cuales, requieren cumplir con determinadas condiciones y características para formar parte del

diseño particular, es decir, de ser necesarios deben ser reajustados de acuerdo a la necesidad.

- Tierra: La tierra es el elemento fundamental durante el diseño y construcción de este sistema. Sus características geomorfológicas determinan su empleo o manipulación para llevarla a un nivel de condiciones óptimas. Se considera a potencia “0” y la característica eléctrica que determina su uso es su resistividad denotada con la letra “ $\rho$ ”.
- Electrodo: Son estructuras hecha a base de metal, generalmente de cobre que permiten mejorar la equipotencialidad del suelo a fin de evitar que se produzcan gradientes de tensión sumamente elevados. Estructuralmente, no solo se conforman por varillas, sino también por una malla enterrada en el suelo y que sirven para disminuir a niveles aceptables los valores de tensión de paso y de contacto. Los electrodo también se estructuran por picas, cables, placas, mallas y barras químicas.

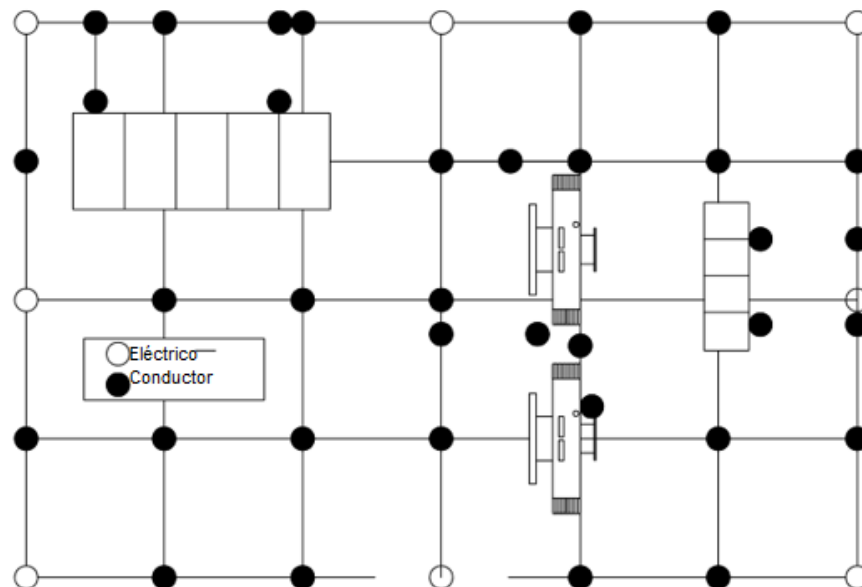


Figura 1.29: Sistema de puesta a tierra con malla en una SE. . (Blasco, 2009)



- Para efectos de lograr uniones eficientes y efectivas se utiliza la soldadura de aluminio térmica.

En el caso de las subestaciones eléctricas, las mallas representan el electrodo de mayor empleo y su estructura consiste en electrodos colocados geométricamente de forma horizontal y longitudinal, de tal forma que se conforma una especie de cuadrícula. En la figura 1.29 se representa una malla de un sistema de puesta a tierra.

### **E. Tipos de puesta a tierra.**

La forma de clasificar a este sistema es variado, sin embargo, se ha considerado clasificarlo de acuerdo a la función que cumple la puesta a tierra esto es en dos tipos:

- La puesta a tierra de protección
- La puesta a tierra de servicio.

La tierra de protección es un sistema que se encarga de conectar todas las partes de la instalación que están hechas de metal y que normalmente no están sometidas a una tensión y que por diversas circunstancias pudieran llegar a estarlo, a la tierra. Por ejemplo, los chasis de aparatos de maniobra, puertas metálicas, armaduras metálicas, carcasa de los transformadores, hilos de guarda, entre otros.

La tierra de servicio se refiere a la conexión directa a la malla metálica o indirecta por medio de impedancias limitadoras o resistencias, de los elementos activos y pasivos sometidos a tensiones y pertenecientes a la instalación eléctrica. Según Blasco P, (2009, pág. 7) se conectan de forma directa los siguientes elementos:

- Neutros de transformadores de potencia o redes con neutro.
- Circuitos de baja tensión de los transformadores de medida.
- Dispositivos de protección de sobretensiones y/o descargas atmosféricas, limitadores, descargadores, auto valvulares, entre otros.

- Seccionadores de puesta a tierra.

## **1.7 Servicios Auxiliares de una Subestación Eléctrica.**

El funcionamiento de una subestación eléctrica no solo depende de la operatividad de los elementos encargados de generar, transmitir o distribuir el servicio de energía eléctrica; depende también de todos sus sistemas de control, protección, señalización, alarmas y alumbrado. Los servicios auxiliares se usan para mantener en operación estos últimos. Usando un concepto establecido por Martínez C, (2012, pág. 16) en relación al tema: “el conjunto de instalaciones formadas por las fuentes de alimentación de corriente continua directa y corriente alterna, de baja tensión, que se utiliza para energizar los sistemas de control, protección y señalización, alarmas y alumbrados de una subestación, así como el sistema contra incendio”.

Los servicios auxiliares en las subestaciones eléctricas se pueden clasificar conforme a su funcionalidad, dependientes del tipo de corriente con que operan; de la siguiente manera:

### **1.7.1 Transformadores**

Este es un elemento que se diseña de acuerdo a la complejidad de la subestación, así como de las cargas propias de las instalaciones de la subestación. Para la conformación de las instalaciones de la subestación se prevé siempre uno, sin embargo, como norma general siempre se diseña un banco de transformadores como reserva del primero. Esto significa que mientras uno de los transformadores está funcionando, el otro se mantiene en condiciones de energización y listo para operar en caso de que se produzca alguna falla.



FIGURA 1.30: Banco de transformadores de servicios auxiliares. (Martinez, 2012)



FIGURA 1.31: Transformador servicios auxiliares Subestación Santo Domingo

En la figura 1.31, podemos observar un banco de transformadores de los servicios auxiliares de una subestación eléctrica. Mientras uno funciona el otro se encuentra energizado, listo para entrar en operación cuando se produzca una falla.

### 1.7.2 Tableros.

Dependen de la funcionalidad del mismo; existe un tablero principal, el cual se dispone a la intemperie y a partir del cual se controlan todos los servicios de corriente alterna. Sus características de protección, barras, capacidad de corriente en barra dependerán de las cargas, pero en línea general consta de tres barras y una adicional que funciona como neutro, con capacidad de corriente de cortocircuito de hasta 17kA.

También se tienen los tableros secundarios. Está conformado por cuatro secciones. Una de ellas, se emplea para el control y protección de los servicios de corriente alterna, las siguientes dos secciones se emplean para el control y protección de los servicios de corriente directa a 120V, y la última sección que se usa para el control y protección de los servicios de corriente directa a 51V.



FIGURA 1.32: VFI tablero de llegada de estación OSOI 13.8 kV

### 1.7.3 Baterías

En este caso, se usan para alimentar los sistemas de accionamiento, control y protección de los equipos de maniobra de la subestación eléctrica. De igual forma, entran en funcionamiento cuando por la ocurrencia de alguna falla, los principales servicios de

corriente directa se ven afectados. La capacidad de las baterías a usar viene determinada por su funcionalidad y la cantidad de amperios-hora de la misma. En el caso de las subestaciones con tensiones superiores a los 150kV se usan baterías de 200A-h, en el caso de subestaciones con tensiones inferiores se pueden utilizar baterías en un rango entre 50A-h y 75A-h.

Para que estos sistemas auxiliares sean funcionales, se usan varias baterías conocidas como banco de baterías, las cuales se conectan en serie con la finalidad de alcanzar la tensión que se requiera. Su operatividad se hace en dos condiciones, como lo son en régimen de flotación y en régimen de igualación. El primero se refiere a una condición de normal funcionamiento que permite utilizarlo a su plena capacidad de ser necesario. El régimen de igualación se refiere a aquellos casos en que por algún tipo de contingencia el banco de baterías se emplea para alimentar los sistemas de control, mando, protección, y alumbrado de emergencia al no contar con el sistema de corriente alterna.



FIGURA 1.33: : Banco de baterías de cuarto de control SPF OSOB

#### 1.7.4 Rectificadores y Cargadores:

La función general de estos dispositivos es la de transformar la corriente alterna en continua para mantener los niveles del banco de baterías en su valor nominal, de tal

forma que puedan mantener el nivel de carga del régimen de flotación a tensión constante y de manera simultánea suministran el consumo de carga permanente. En la figura 1.34 se aprecia un sistema de rectificador para baterías de control.



**FIGURA 1.34:** Sistema redundante para carga de baterías de sistema de control GUTOR. SPF OSOB

### **1.7.5 Planta de emergencia**

Las plantas de emergencia se encargan de alimentar cada uno de los circuitos correspondientes a los sistemas auxiliares de la estación en caso de que se produzcan fallas eléctricas dentro de la subestación. Su funcionamiento se basa en una conexión y desconexión automática, mediante tableros de transferencia o interruptores de transferencia.



**FIGURA 1.35: Generador auxiliar, Subestación Santo Domingo**

### **1.7.6 Alumbrado.**

El sistema de alumbrado es de suma importancia para lograr ambientes de trabajo óptimos, con una seguridad de instalación funcional, lo cual significa que todos los espacios deben contar con los niveles de iluminación mínimos establecidos. Uno de los servicios auxiliares que debe ser constantemente inspeccionado es el de emergencia, pues el mismo debe ser activado de forma automática en el momento en que se produzca algún tipo de falla eléctrica; lo cual hace que el alumbrado sea considerado un servicio auxiliar de relevancia.

### **1.7.7 Sistema Contra Incendio**

Existen sectores que pueden ser afectados por fallas eléctricas y que a su vez pueden provocar incendios, tales como en sitios donde existan interruptores, tableros, transformadores de potencia, entre otros. Estas posibles situaciones le dan importancia a este servicio auxiliar. Es por ello que la instalación del sistema contra incendios debe ser realizada conforme a la norma y a un buen criterio de ubicación.



FIGURA 1.36: Tablero de sistema contra incendio cuarto de control SPF OSOB



FIGURA 1.37: Sensores y boquilla de sistema contra incendio Cuarto de control SPF OSOB

### 1.7.8 Sistema de aire acondicionado

El aire acondicionado es un sistema que se utiliza con la finalidad de mantener condiciones de trabajo adecuadas tanto para los equipos eléctricos como para el personal que se labora en el lugar, especialmente en regiones en las cuales la temperatura ambiental es calurosa.



## CAPITULO II

### 2 DEFINICION DE MANTENIMIENTO.

El mantenimiento es un concepto práctico y fundamental para lograr garantizar la continuidad de funcionamiento de cualquier equipo o artefacto mecánico, eléctrico o electrónico. Esto significa que el mantenimiento es un concepto que debe cambiar conforme evoluciona la tecnología, pues todo equipo requiere de mantenimiento y la aplicación de cualquier acción que vaya en pro de su funcionamiento permanente, debe hacerse en función de la generación a la que pertenezca el mismo.

De acuerdo al Manual de Gestión de Mantenimiento Final de Universitas (2005, pág. 18) el mantenimiento tiene como finalidad: “conseguir el máximo nivel de efectividad en el funcionamiento del sistema productivo y de servicios con la menor contaminación del medio ambiente y mayor seguridad para el personal al menor costo posible”.

El mantenimiento es una metodología general que debe ser aplicada y ajustada de acuerdo a cada equipo, por lo que vale la pena mencionar el concepto expuesto por Ojeda, O (2011, pág. 6): “conjunto de actividades técnicas y administrativas cuya finalidad es conservar o restituir a un equipo, y que permitan las suficientes condiciones para cumplir con sus funciones”. Básicamente el mantenimiento general involucra varias tareas, entre las que se mencionan:

- Cambio de estado superficial, el cual implica limpieza general, lavados, retoques en la pintura, entre otros.
- Aumento de la confiabilidad y la seguridad. Este proceso es parte de los controles rutinarios que se debe desarrollar, lo cual implica realizar inspecciones, comprobaciones de funcionamiento, verificaciones y pruebas.
- Obtención de una tasa óptima de consumo. Este procedimiento se orienta a la revisión constante de los elementos que componen el equipo, tales como aceites, lubricantes, agua, y otros tipos de fluidos.

Para Ojeda, O. (2011, pág. 8) el mantenimiento tiene una estructura conceptual la cual se expone a continuación:

- Política de Mantenimiento: la cual establece la estrategia, lineamientos y pautas a seguir en la organización del mantenimiento, conformando las etapas de planificación, programación, preparación, ejecución y evaluación de resultados.
- Plan de Mantenimiento: se refiere a los programas de mantenimiento a realizar en un periodo de tiempo.
- Programas de Mantenimiento: se trata de cada una de las tareas y subtareas necesarias a ejecutar.

Esta estructura constituye la organización de la gerencia del mantenimiento, por lo tanto, cada uno de estos conceptos se produce o ejecuta de forma coordinada, de tal manera que, una es la consecuencia de la otra; en tal sentido, esta estructura teórica da garantía del desarrollo de acciones debidamente organizadas, planificadas, ejecutadas y supervisadas

## **2.1 Tipos de Mantenimiento**

La idea de clasificar el mantenimiento es la de diferenciar cada una de las acciones que se desarrollan a fin de garantizar el funcionamiento del equipo. Cada una de las acciones que se ejecutan corresponde a una etapa y a una situación, la cual puede ser debido a una programación realizada o una ocurrencia de una falla. En tal sentido, se establece la clasificación general del mantenimiento

### **2.1.1 Mantenimiento predictivo**

Este mantenimiento se basa en la supervisión de funcionamiento de un sistema o un equipo; a través de inspecciones programadas o mecanismos de medición, que le permitan al gerente de mantenimiento o responsable, prevenir algún tipo de falla en el mecanismo de dicho sistema o equipo.

De acuerdo a Martínez, C. (2012, pág. 24) el mantenimiento predictivo: “se anticipa a la falla por medio de un seguimiento para predecir el comportamiento de una o más variables de una máquina o equipo”. Su aplicación se fundamenta en la inspección del sistema o equipo en pleno funcionamiento, a través de los respectivos equipos de

medición, con la finalidad de detectar la posible ocurrencia de alguna situación que pudiera afectar al sistema en observación; con este tipo de mantenimiento se prolonga su fiabilidad de funcionamiento aún con la existencia de una falla

### **2.1.2 Mantenimiento preventivo.**

Se refiere a todas las acciones ejecutadas sobre un equipo que no presenta ningún tipo de falla, es decir, funciona en condiciones normales, y cuya finalidad es la de minimizar la ocurrencia de una. Según lo expuesto por Ojeda, J (2011, pág. 9) el mantenimiento preventivo se puede realizar de tres formas:

- Mantenimiento preventivo periódico programado del equipo fuera de servicio, mantenimiento por condición.
- Mantenimiento preventivo periódico programado del equipo en servicio.
- Mantenimiento preventivo no periódico programado.

De cualquier forma, cualquiera sea la forma en que se ejecute el mantenimiento preventivo, para Martínez, C. (2012, pág. 25) es fundamental que durante su ejecución se cumplan con las siguientes actividades:

- La inspección: es la acción orientada a la verificación de las condiciones del equipo, estableciendo comparaciones entre las características físicas, eléctricas y mecánicas con respecto a los parámetros establecidos.
- Servicio: en este caso, se refiere a las actividades de complementación de niveles de fluidos, lubricación, lavado, engrase, carga y preservación de los componentes de los equipos.
- Calibración: consiste en realizar comparaciones periódicas de los valores de los equipos y compararlos con los parámetros establecidos.

- Prueba: se basa en la realización de evaluaciones de funcionamiento de los equipos, a fin de detectar fallas mecánicas o eléctricas.
- Alineación y ajuste: consiste en realizar los cambios pertinentes sobre los equipos en busca de su óptimo funcionamiento.
- Instalación: consiste en el periódico reemplazo de los componentes que cesen en su funcionamiento a fin de preservar el estado del equipo.

La ejecución de las labores de mantenimiento preventivo se mide a través de indicadores que valorizan los efectos de estas acciones en la preservación del estado de los equipos. Para ello se emplean indicadores de confiabilidad y mantenimiento preventivo. El primero se refiere a la probabilidad que existe de que no se produzca una falla en un equipo, el segundo se refiere a la probabilidad de éxito de las acciones que corresponden al mantenimiento preventivo en cualquiera de sus formas.

Estas medidas proporcionan una información sumamente valiosa, pues en atención a los resultados que se obtengan se establece una programación de tareas a ejecutar, estimación de costos, tiempos de reparación y tiempo horas hombre. Por tanto, el desarrollo de estas valoraciones y representadas a través de los indicadores anteriormente mencionados, permiten la planificación y programación de las actividades que mejor se ajustan a las condiciones dadas.

En este sentido, resulta oportuno señalar los indicadores temporales expuestos por Martínez, C. (2012, pág. 26):

- Tiempo total de mantenimiento preventivo medio: es un indicador que corresponden al valor promedio del tiempo necesario para la realización de las actividades de mantenimiento preventivo programado y en el que no es considerado el tiempo invertido en las labores ejecutadas durante la operación de los equipos ni el tiempo

perdido por retrasos administrativos. En relación al tema, se puede presentar la siguiente ecuación señalada:

$$TMPMt = \frac{\sum_{i=1}^m f_i * TMPMi}{\sum_{i=1}^m f_i} \quad (1)$$

Donde:

m: es la cantidad de puntos de medida.

$f_i$ : es la frecuencia correspondiente a la  $i$  ésima acción de mantenimiento preventivo por hora de operación después del último ajuste en el ciclo de vida del equipo.

TMPMt: es el tiempo promedio requerido para la  $i$  ésima acción de mantenimiento preventivo.

- Tiempo medio de mantenimiento preventivo (TMPM): es un indicador que mide el tiempo de inactividad necesario para realizar el 50% de las actividades de mantenimiento programadas en los equipos y sus componentes y viene expresado mediante la siguiente ecuación:

$$TMPM = 10^{\frac{\sum_{i=1}^m \lambda_i * \log_{10} TMPMi}{\sum_{i=1}^m \lambda_i}} \quad (2)$$

Donde:

$\lambda_i$ : es la tasa de falla del elemento  $i$  ésimo del equipo sobre el que se realiza la evaluación y asociada a factores como ciclo de vida, tolerancia y fallas catastróficas y de interacción que puedan ocasionar graves deterioros

### 2.1.3 Mantenimiento correctivo

En este particular, este tipo de mantenimiento se refiere a las actividades que se realizan luego de la ocurrencia de una falla en un equipo o sistema con la finalidad de colocarlo en condiciones óptimas de funcionamiento nuevamente. Al igual que el mantenimiento preventivo, se puede realizar de dos formas; uno corresponde a un mantenimiento

programable, en el cual, las condiciones del equipo, a pesar de presentar problemas de funcionamiento, pueden continuar operando sin satisfacer al cien por ciento las demandas propias de su funcionamiento. En el caso de la segunda forma, corresponde a un mantenimiento correctivo no programable, el cual, a su vez teóricamente se realiza de conformidad con la situación, por lo que se realiza si es urgente o si es debido a una emergencia. Cuando se trata de un mantenimiento correctivo no programable urgente, se refiere a la necesidad existente de tomar acciones correctivas a la brevedad posible; en el caso del mantenimiento correctivo no programable de emergencia, se refiere a la necesidad existente de tomar acciones correctivas de forma inmediata

## **2.2 Metodología del Mantenimiento**

La aplicación del mantenimiento se realiza en función de una planificación y de las situaciones que se presenten que obliguen la ejecución de acciones destinadas a corregir los problemas existentes en el equipo. Sin embargo, es necesario, como primera acción, realizar un estudio sistemático del problema que ocurre. En este sentido es importante considerar la aplicación de una metodología que permita estudiar el problema

### **2.2.1 Procedimiento para analizar problemas o fallas.**

La comprensión del problema constituye la base fundamental en su análisis. Existe un procedimiento conocido como el “Diagrama de Pareto”, el cual permite escoger en función de la importancia y su magnitud los problemas que ocasionan una falla de forma tal que al final se pueda determinar la causa real y por tanto el establecimiento de la mejor solución para su eliminación.

Según el Manual de Gestión de Mantenimiento (2005, pág. 29): “la mayoría de los problemas son producidos por un número pequeño de causas, y éstas son las que interesan descubrir y eliminar para lograr un gran efecto de mejora”. Es decir, que en un sin número de causas probables, una o tal vez mas de una deben ser analizadas pues son las que para el momento producen la falla en cuestión.

### A. Diagrama de Pareto

Con el Diagrama de Pareto se pueden graficar las causas que producen la falla, pero en orden de importancia, es decir, en el orden de impacto que tienen y su influencia en el desperfecto. Para la consolidación de este proceso se cumplen con los siguientes pasos:

**Paso 1.** En este paso se determina el problema a analizar en el sistema o equipo. Así mismo, se establecen los datos necesarios para la ejecución del análisis. Este es un paso de preparación; por lo tanto, tiene una relevancia en términos de practicidad y habilitación en los posteriores pasos.

**Paso 2.** Este paso corresponde a la recolección de datos y a la conformación de base de información. El proceso puede incluir una estratificación de dicha información.

**Paso 3.** Una vez que se han recolectado todos los datos y se ha estratificado, se procede a realizar una clasificación de la misma en atención a su importancia en cuanto a causas que provocan la falla.

**Paso 4.** Corresponde a la graficación de la información ya clasificada. Para ello, se establecen dos ejes verticales, uno con una escala que inicia en 0 y finaliza hasta el total acumulado y el segundo que inicia en 0 hasta el 100%. En el caso del eje horizontal, ahí se establece la información clasificada.

**Paso 5.** Se marca con un punto los porcentajes acumulados y se unen cada uno de los puntos con líneas rectas obteniendo como resultado la curva acumulada. A la gráfica generada a partir de esta unión se le conoce como la Curva de Lorentz.

### B. Diagrama Causa y Efecto

A través de su aplicación se establece la relación que existe entre un efecto y todas las posibles causas que lo originan, representados a través de un diagrama. En línea general, se representa a través de una especie de

espinazo de pescado. A través de su elaboración se ilustra con claridad cuáles son las posibles causas que producen un problema. Este análisis se puede realizar a través de tres (03) etapas:

- a. **Definición de los efectos que se desea estudiar.** Cuanto más definido esté el efecto, más eficaz será el análisis de las causas que lo producen.
- b. **Construcción del diagrama causa-efecto.** Su construcción se inicia a partir de la transcripción del efecto que se desea estudiar y a partir de esto, todas las posibles causas que lo provocan o que tienen algún tipo de influencia en el problema. La ubicación de las causas se puede, a su vez, realizar por medio de tres métodos:
  - b1. Por clasificación de las causas.
  - b2. A través de las fases del proceso.
  - b3. Mediante la numeración de las causas.
- c. **Resolución de problemas.** Pasar por la causa y llegar a la solución.

### C. Modelo de las 5M

Este método se basa en la conformación de una lluvia de ideas en torno al problema y las causas que lo producen. Sin embargo, esta lluvia de ideas debe ir en torno a cinco factores, de ahí su nombre: máquinas, mano de obra, métodos, materiales y medio ambiente. Observe la figura 2.1, que describe la forma del modelo:



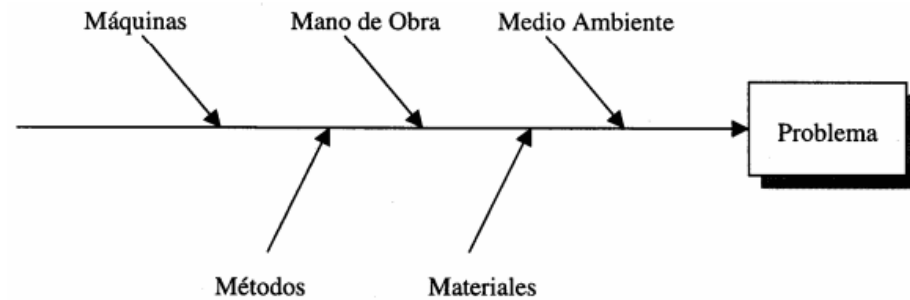


FIGURA 2.1: Método de análisis de fallas: Modelo de las 5M. (Manuel de Gestión de Mantenimiento, 2005)

### 2.2.2 Herramientas Básicas para el Análisis de Fallas.

A parte de los procedimientos que se usan, de los cuales solo se han descrito tres, también es importante contar con las herramientas necesarias, las cuales completan no solo los métodos aquí mencionados, sino a todo tipo de análisis que se haga. En este particular, se describen dos herramientas: lista de comprobación y los diagramas de flujos.

En el caso de la lista de comprobación, se refiere a preguntas claves que le dan sentido y dirección a la búsqueda de las causas de una falla para generar las soluciones pertinentes. Véase la tabla 2.1 que contiene una lista de preguntas que orientan la investigación:

Tabla 2.1: Lista de comprobación. (Manuel de Gestión de Mantenimiento, 2005)

¿Qué?	¿Cuál es el problema?, ¿Qué se ha observado?
¿Quién?	¿Quién interviene en el problema?, ¿Quién está antes o después en el flujo de trabajo?
¿Dónde?	¿Dónde se manifiesta?, ¿Dónde se origina?
¿Cuándo?	¿En qué ocasión aparece?, ¿En qué momentos y por cuánto tiempo?
¿Cómo?	¿Cómo se manifiesta?, ¿Con cuánta frecuencia?, ¿Cuál es la importancia del problema?
¿Por qué?	¿Por qué ocurre el problema?

Este tipo de preguntas le permite al analista establecer con claridad causas y consecuencias, y por tanto una orientación más cercana a la realidad y a la solución al problema existente. De acuerdo a lo definido en el Manual de Gestión de Mantenimiento de UNIVERSITAS, (2005, pág. 45), a partir de la lista de comprobación en la figura 2.2, se puede observar la construcción del siguiente diagrama del progreso, :

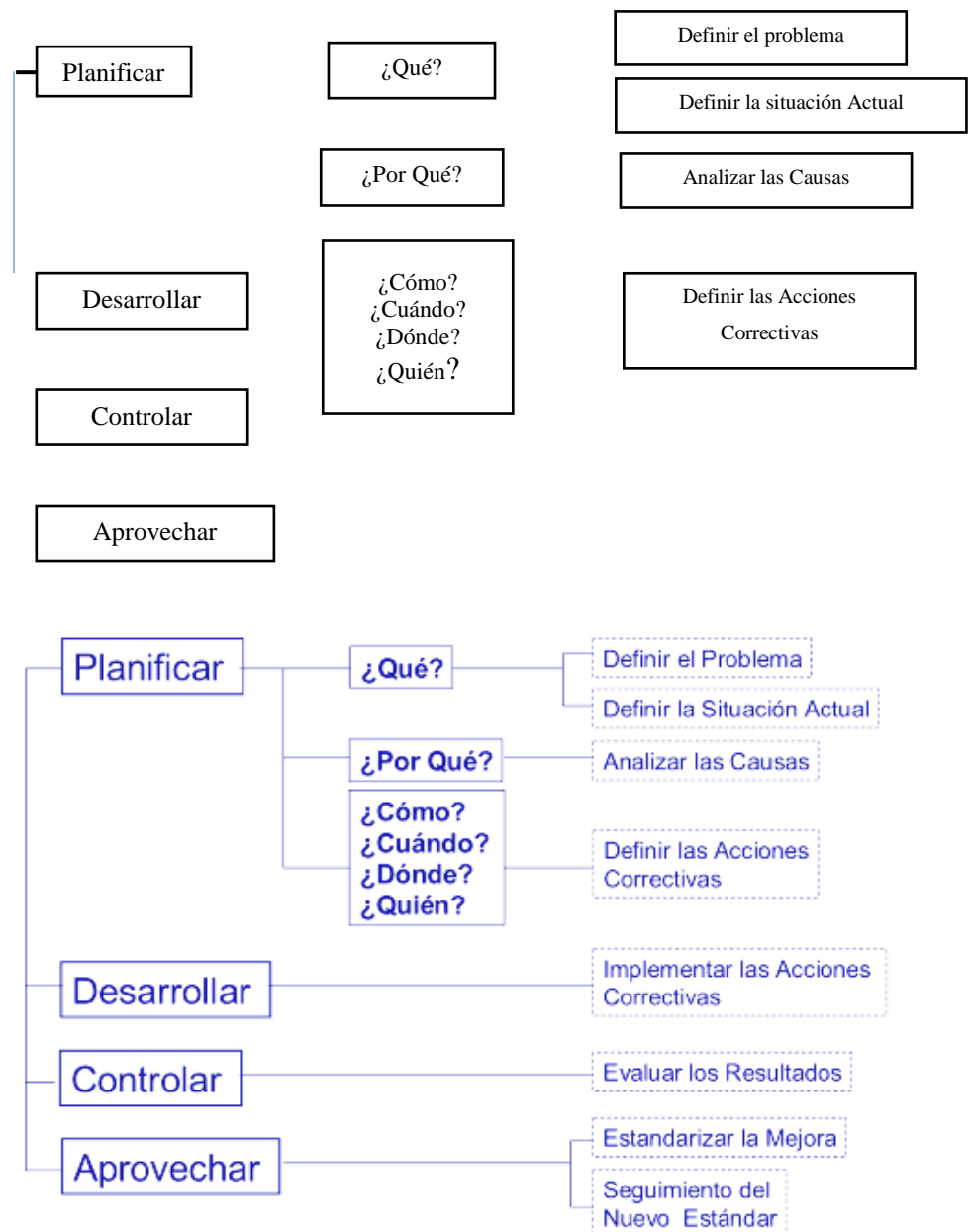


FIGURA 2.2: Ciclo del progreso en el análisis de fallas. (Manual de Gestión de Mantenimiento, 2005)

El diagrama de flujo es una herramienta que se emplea para establecer claramente todos los procesos en la aplicación de una metodología para el análisis de fallas. Para su correcta elaboración es ideal señalar algunas etapas tales como la definición clara de cada uno de los procesos, empleo de los símbolos normados, asegurar que cada paso tenga una salida y cuando un proceso tenga más de una salida emplear el bloque de decisión

### **2.2.3 Relaciones de Productividad y Costos de Mantenimiento.**

#### **Niveles de Mantenimiento.**

En el estudio de la metodología del mantenimiento es necesario establecer la diferencia entre cada uno de los equipos y/o sistemas. Esta diferencia se debe a la necesidad de establecer relaciones entre los niveles de productividad o eficiencia y los costos de mantenimiento; lo cual tendrá una influencia en la selección del tipo de mantenimiento a realizar. De esta manera es posible establecer tres niveles de diferenciación, los cuales se describen a continuación:

**Nivel 1:** Alcance del máximo nivel de productividad en el sistema. Para ello, es recomendable la aplicación de un mantenimiento predictivo con personal y equipo calificado. De igual forma, para mantener este nivel es necesario realizar de forma frecuente mantenimientos preventivos y en el caso del mantenimiento correctivo, se recomienda la aplicación como si fuese de carácter de emergencia.

**Nivel 2:** Reducción de los costos de mantenimiento sin implicaciones graves en el deterioro del sistema. Para este nivel, se aplica poco mantenimiento predictivo. Es necesario hacer uso de los datos estadísticos para la aplicación de mantenimiento preventivo. La aplicación del mantenimiento correctivo corresponde solo a casos aleatorios de fallas.

**Nivel 3:** Reducción al mínimo los costos de mantenimiento. En este caso, no se hace mantenimiento predictivo. El mantenimiento preventivo se hace de acuerdo a los datos que proporciona el fabricante y el mantenimiento correctivo se hace cuando se produzca una falla.

En torno a estos niveles de relación, González, A y Hechaverría, L (2005, pág. 3) elaboraron la tabla 2.2, la cual muestra once criterios que se cruzan con los tres niveles antes mencionados; a fin que se analice y se establezca una clara características del sistema de mantenimiento que se desarrolla:

**Tabla 2.2: Criterios de Operación vs Niveles de Relación de Mantenimiento. (González & Hechaverría, 2005)**

<b>Criterio</b>	<b>Nivel 1</b>	<b>Nivel 2</b>	<b>Nivel 3</b>
<b>Intercambiabilidad</b>	irreemplazable	Reemplazable	Intercambiable
<b>Importancia producto</b>	Imprescindible	Limitante	Convencional
<b>Régimen de Operación</b>	Producción Continua	Producción de Series	Producción Alternativa
<b>Nivel de Utilización</b>	Muy Utilizable	Medio Utilizable	Esporádico
<b>Precisión</b>	Alta	Media	Baja
<b>Mantenibilidad</b>	Alta Complejidad	Media Complejidad	Baja Complejidad
<b>Conservabilidad</b>	Condiciones Especiales	Estar Protegido	Condiciones Normales
<b>Automatización</b>	Muy Automático	Semi Automático	Mecánico
<b>Valor de la Máquina</b>	Alto	Medio	Bajo
<b>Aprovisionamiento</b>	Malo	Regular	Bueno
<b>Seguridad</b>	Muy Peligroso	Medio Peligroso	Sin Peligro

La forma de usar esta tabla se basa en calificar con “1” la casilla donde se cruce el nivel con el criterio que se considere es verdadero, y con “0” en la casilla que se considere que es falso. Al final, el nivel que obtenga mayor calificación será el aplicable o recomendable a aplicar

### 2.3 Seguridad en el Mantenimiento

La seguridad laboral durante la realización de los trabajos de mantenimiento es un factor elemental, básico y normado que debe ser cumplido a cabalidad por parte de cada uno de los individuos, sin embargo, cuando se habla de seguridad no se establece una normativa exclusiva para la seguridad durante los trabajos de mantenimiento, sino para cualquier clase de trabajo en general. El cumplimiento de las normas de seguridad garantiza el bienestar de personal y los niveles de funcionamiento. En tal sentido existen muchas normas que rigen la seguridad laboral, pero en este particular se establecerán las relativas a los trabajos en sub estaciones o instalaciones eléctricas.

Reglamento de Seguridad del Trabajo contra los Riesgos en Instalaciones de Energía Eléctrica del Ecuador señala las siguientes normas generales de seguridad:

- Todo trabajo eléctrico debe estar soportado por un permiso de trabajo que debe ser solicitado al inicio y cerrado al finalizar las labores correspondientes.
- Todo trabajo eléctrico debe ser bloqueado y tarjetado según un Instructivo Bloqueo y Tarjeteo.
- Todo trabajo en una instalación eléctrica sólo puede ser realizado por personal calificado y autorizado.
- Los trabajadores no pueden realizar trabajos eléctricos con ningún objeto metálico tal como joyas, pulseras, cadenas u otros elementos conductores.
- Utilizar los elementos de protección personal adecuados como son: Casco dieléctrico, guantes de protección de acuerdo al trabajo a realizar, botas dieléctricas, gafas de seguridad contra rayos ultravioleta, careta de protección facial, cinturón de seguridad, arnés, líneas de tierra, linterna, pinza voltiamperimétrica, tapones auditivos, conexiones a tierra portátiles.
- Vestir ropa de trabajo sin elementos conductores y de materiales resistentes al fuego de acuerdo con las especificaciones técnicas emitidas por Salud Ocupacional.

- Antes de iniciar los trabajos se comprobará el buen estado de las herramientas y se utilizarán herramientas dieléctricas.
- Planificar el procedimiento de trabajo, de forma que durante todo el trabajo se mantengan las distancias mínimas en las condiciones más desfavorables.
- Toda persona que pueda tocar a un trabajador, directamente o por medio de una herramienta u otros objetos, debe llevar botas y guantes aislantes.
- En caso de tormentas eléctricas, los trabajos deben ser interrumpidos o no iniciados, retirando al personal del área hasta que las condiciones atmosféricas vuelvan a ser favorables.
- Señalizar la zona de trabajo.
- No utilizar equipo eléctrico que esté mojado, ni trabajar con las manos húmedas.
- Todos los trabajos eléctricos deben ser ejecutados mínimo por dos trabajadores.
- Para trabajos en tensión, se deben acatar las distancias mínimas de acercamiento mostradas en la siguiente tabla:
- Los trabajadores deben asegurarse de contar con los equipos y materiales de trabajo necesarios de acuerdo a las características del trabajo, tensión de servicio y método de trabajo a emplear.
- El casco de seguridad debe ser de uso obligatorio para las personas que realicen trabajos en instalaciones de cualquier tipo. Este nunca deberá ser perforado con el fin de adaptar elementos de seguridad no previstos en el diseño original. El casco debe ser cambiado cuando reciba algún impacto o cuando se encuentre dañado o cuando tenga tres años de uso.
- Los anteojos de protección o la careta de protección facial es de uso obligatorio para toda persona expuesta a riesgo ocular o riesgo facial por arco eléctrico, proyección de gases y partículas, polvos y otros.
- Los guantes dieléctricos son de uso obligatorio para el trabajador que interviene circuitos energizados o circuitos sin tensión que se consideren como si estuvieran con tensión.



- La tela y el hilo de la ropa de trabajo debe ser 100% de algodón sin contener elementos sintéticos en su fabricación. Para los trabajos con exposición a riesgo eléctrico es obligatorio el uso de camisa de manga larga.
- Las escaleras deben ser aisladas. No se deben utilizar escaleras metálicas.
- El cinturón de seguridad o el arnés de cuerpo entero serán de material (neopreno impregnado con Nylon) o nylon respectivamente y es de uso obligatorio para todo aquel que deba ascender a un poste o estructura.
- Es responsabilidad de los trabajadores mantener las condiciones de aseo y funcionamiento adecuadas del sitio de trabajo al comienzo, durante y al final de las actividades de mantenimiento y de la señalización de las zonas.
- Es responsabilidad del trabajador repetir la orden recibida y después de que haya sido confirmada proceder a su ejecución.
- Todo trabajador debe dar aviso al responsable del trabajo en caso que detecte la existencia de condiciones inseguras en su entorno de trabajo, incluyendo materiales o herramientas que se encuentren en mal estado
- En caso que cualquier trabajador se encuentre bajo tratamiento médico, debe dar aviso al supervisor o jefe encargado, quien deberá consultar con el médico para que determine si se encuentra en condiciones para ejecutar el trabajo.
- En caso de que existan dudas o anomalías durante la ejecución del trabajo, este debe suspenderse hasta que la duda o anomalía haya sido resuelta adecuadamente.
- Los trabajadores deben contar con equipos de comunicación de acuerdo a un Procedimiento de Comunicación para maniobras y trabajos eléctricos.
- Está prohibido realizar trabajos con tensión en lugares en donde exista riesgo de explosión por presencia de materiales inflamables o volátiles.

Conforme a las normas de seguridad en instalaciones eléctricas, existen diversas situaciones en las que se debe cumplir con actividades de seguridad particulares.

En este sentido, se señala las reglas de seguridad cuando se realizan trabajos con voltaje, a continuación:

- a. **Corte de todas las fuentes de voltaje:** Implica abrir de forma visible todas las fuentes de voltaje a través de interruptores, fusibles, puentes, uniones desarmables u otros dispositivos de corte, de tal manera que se impida el retorno de voltaje.

Es necesario tomar en cuenta que las fuentes de voltaje no siempre se van a encontrar “aguas arriba” del punto donde se están realizando los trabajos, sino que estas pueden estar ubicadas “aguas abajo”.

- b. **Bloqueo de los aparatos de corte.:** De acuerdo a la Norma NEC, el enclavamiento o bloqueo tiende a impedir un accionamiento de forma accidental a los aparatos de corte, que se da a causa de errores humanos, acción de terceros o ante un fallo técnico. Este bloqueo se puede realizar de dos formas; mecánico si se inmoviliza un mando a través de cerraduras, candados o cuando se coloca un elemento de bloqueo entre las cuchillas de este y bloqueo eléctrico, el cual consiste en imposibilitar la operación del aparato de corte abriendo su circuito de accionamiento..
- c. **Comprobación de ausencia de voltaje.:** Esta acción se basa en la medición del voltaje en los equipos a fin de comprobar que todas las fuentes de voltaje se abren debidamente. La medición se debe realizar a todos los equipos y conductores que se ubiquen en la zona de trabajo.
- d. **Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las fuentes posibles de voltaje.:** Esta acción se basa en colocar todos los equipos y conductores a tierra y luego unir entre sí todas las fases mediante un elemento conductor de material y sección adecuada y con conectores normalizados. La norma NEC expone los aspectos que se deben considerar al realizar el proceso de conexión de la puesta a tierra:



- i. Debe hacerse uso en todo momento de los implementos de seguridad: pértiga, guantes aislantes del nivel de voltaje que corresponda, casco y cinturón de seguridad
  - ii. Previo a la conexión se debe descartar la presencia de voltaje en el elemento a ser conectado a tierra. Para ello debe utilizarse un detector de voltaje acoplado a la pértiga, siguiendo las recomendaciones dadas en la tercera regla.
  - iii. Las tierras de trabajo deben ser instaladas lo más cerca posible de los equipos donde se ejecutará el trabajo y ubicada a la vista de los trabajadores. Se utilizará el número necesario de tierras, que permita aislar completamente la zona de trabajo de todas las fuentes posibles de voltaje
- e. Establecer señalización en el área de trabajo.:** Para ello, se debe delimitar o establecer límites en la zona de trabajo con cualquier tipo de material u objetos que sirvan de advertencia al resto del personal en relación a la actividad que se realiza en la zona requerida. Se recomienda la utilización de cintas de delimitación de colores negro y amarillo para demarcar físicamente el paso a zonas energizadas donde el acceso a una distancia menor constituye un peligro

#### 2.4 Mantenimiento en subestaciones eléctricas.

Una subestación eléctrica, como se ha descrito en el presente trabajo, es una instalación que contienen un conjunto de equipos que interconectados entre sí permiten la transmisión y distribución de la energía eléctrica de forma segura. Una subestación está compuesta por los siguientes elementos que requieren de mantenimiento:

- Transformadores de potencia y/o distribución
- Interruptores
- Seccionadores
- Pararrayos (Descargadores de sobretensión)



- Transformadores de corriente
- Transformadores de tensión
- Fusibles
- Reactores y Capacitores
- Sistemas de protecciones.
- Sistemas de medición y control
- Sistema de comunicaciones
- Sistema de barras colectoras (buses)
- Sistemas servicios auxiliares de la S/E.
- Sistema de Instalaciones eléctricas e iluminación.
- Sistema de Puesta a Tierra.
- Sistema de Apantallamiento
- Cables aislados de Potencia, de fuerza y control.
- Cables desnudos de aluminio y cobre.
- Reconectores.
- Motores de corriente alterna y continúa.
- Celdas de media tensión.
- Bandejas porta cables.
- Conectores y Terminales.

Para la realización de trabajos de mantenimiento a estos equipos son varios los implementos que se requieren a nivel individual, por lo que, al recopilar toda la información documentada en las distintas normas, se estandarizan las siguientes como de uso obligatorio en subestaciones eléctricas:

- Gafas protección ultravioleta, lente oscuro.
- Guantes de nitrilo.
- Protectores de oídos contra ruido
- Protector de tela para cabeza y cuello.
- Casco de seguridad dieléctrico con barbiquejo.
- Guantes para la utilización de Pértiga.

- Respirador de cartucho para vapores orgánicos.
- Botas dieléctricas con puntera en fibra de vidrio, certificadas.
- Botas pantaneras con puntera de acero (zonas pantanosas).
- Ropa apropiada (pantalón y camisa o enterizo) marcada con el nombre de la empresa.
- Cada persona que trabaje en alturas superiores a 1.5 metros debe poseer un sistema de detención de caídas el cual debe contener como mínimo un arnés de seguridad, una línea de seguridad, un absolvedor de choque y un conector a un punto de anclaje.
- Guantes no dieléctricos de vaqueta.

Para el desarrollo del mantenimiento de una subestación eléctrica, se considera necesario conocer las fallas que se pueden encontrar en subestaciones eléctricas. Una falla eléctrica es una anomalía que se produce en un sistema eléctrico, de tal forma que se interrumpe temporalmente la continuidad del servicio que presta un equipo que utiliza como fuente para su funcionamiento la energía eléctrica. En una subestación eléctrica son diversas las fallas que pueden presentarse, por lo que, de acuerdo al Manual de Mantenimiento de la Empresa Distribuidora del Pacífico, (2015, pág. 29), a continuación, se presentan las fallas que resultan en una subestación eléctrica:

- Fallas de aislamiento:** se produce cuando algún elemento aislador disminuye a causa de la humedad o envejecimiento, y provoca pasos de corrientes de falla de fase a tierra.
- Fallas de protección:** debido al mal funcionamiento de los relés de protección ante zonas con sobrecarga, sobretensiones o sobre corrientes transitorias.
- Fallas por lluvia o tormentas:** este tipo de fallas puede provocar cortocircuitos.
- Fallas por rayos o descargas atmosféricas:** son de corta duración y reestablecidas, ocasionando fallas transitorias. Además, puede ser afectados por flameos inversos o descargas a tierra cercanas a las líneas.
- No determinados:** cuando no es posible determinar la falla luego de una inspección.
- Falla a tierra:** ocasionados por la caída de una fase o por contacto de algún dispositivo con una fase.

- g. **Falla provocada por incendio.**
- h. **Desbalance de carga:** se produce cuando la carga no está balanceada en las redes eléctricas y debido a esto, ocurre un desbalance de corrientes, por lo que indica una falla.
- i. **Falla en el transformador:** mal funcionamiento debido a altas temperaturas en los devanados o en el aceite, provocando una falla en el sistema que hace operar el relé Buchholz produciendo un disparo.
- j. **Corto circuito provocado por aves,** pueden provocar cortocircuitos al entrar en contacto con los conductores.
- k. **Fallas en el interruptor:** puede producir una falla por causa del arco eléctrico al no operar correctamente el interruptor.
- l. **Movimiento sísmico:** puede provocar cortocircuito si los cables conductores chocan entre sí o entran en contacto con las estructuras aterrizadas.
- m. **Línea rota,** es decir, cuando una línea se rompe por algún motivo, provocando una falla fase a tierra o entre fases.  
**Fallas en otra subestación:** puede producirse a causa de transitorios en el sistema cercano y a su vez no haya podido liberar la falla.

En atención a todos estos tipos de fallas se ajusta este manual de mantenimiento, contando con la disposición de los equipos mencionados al inicio del numeral 3. En función de las exigencias de la subestación y de los equipos con que se disponen para cumplir las metas se diseñan los planes de mantenimiento con proyecciones en el tiempo.

El proceso de realización de acciones enmarcados dentro del mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo tiene como propósito garantizar el funcionamiento normal de cada uno de los equipos que forman parte de la subestación, así como la de alargar su vida útil. En tal sentido, y de acuerdo al Manual de Mantenimiento de la E.S.P. OIL (2008) las actividades correspondientes a las pruebas de mantenimiento y funcionalidad son:

- **Inspección visual:** de forma simple, consiste en la observación directa del sistema o los equipos que componen el sistema. Forma parte del mantenimiento preventivo y se caracteriza por ser realizado de forma constante en periodos corte de tiempo. El objetivo es la recolección de datos relativos a las condiciones

físicas del equipo a través de la lectura de mediciones. Por lo general se realiza a través del llenado de cuestionarios.

- **Inspección termo gráfica:** Mediante un equipo de medición termo gráfica, se detecta los niveles de temperaturas de los equipos en inspección a fin de verificar su operatividad en función de los niveles de temperatura. En los sistemas eléctricos, la temperatura es un parámetro que debe ser observado constantemente. A través de este tipo de inspecciones se pueden detectar:
  - Conexiones flojas.
  - Conexiones afectadas por corrosión.
  - Suciedad en conexiones.
  - Degradación de los materiales aislantes.

En la figura 2.3, se ilustra claramente la forma en que se muestra un estudio termo gráfico en un banco de transformadores, incluyendo una escala de colores que representa la temperatura de funcionamiento.

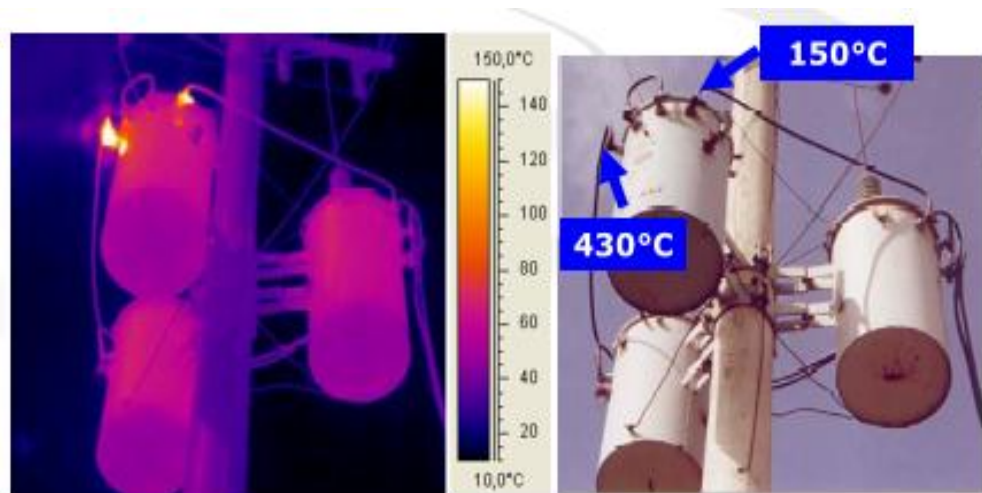


FIGURA 2.3: Inspección termo gráfica en un banco de transformadores. (OIL, 2008)

- **Ultrasonido:** Este tipo de análisis permite detectar cualquier tipo de fallas que se manifieste con ultrasonidos. El propósito es la detección de fallas en

componentes defectuosos basándose en el factor ultrasónico que se genera por el efecto corona, descargas, arcos, entre otros.

- **Detección de emisiones ultravioletas:** Se denomina rayos Ultra Violeta, UV a la radiación electromagnética cuya longitud de onda está en un rango de entre los 400 nano metros (nm) y los 15nm. Su nombre se deriva al hecho que su rango inicia desde longitudes de onda más corta de la que el ser humano la identifica como color violeta. El espectro electromagnético se compone de los rayos UV cercanos, los cuales se ubican en los 380nm y 200nm, y los rayos UV extremos con longitudes de onda menores a los 200nm y mayores a los 10nm. El efecto corona emite descargas con radiación UV de entre los 230nm hasta los 400nm.
- **Análisis del aceite dieléctrico:** este tipo de aceite es utilizado en transformadores para aislar y enfriar sus devanados, así como para extinguir el arco eléctrico en los interruptores de potencia. El aceite dieléctrico debe poseer determinadas características, entre las que se menciona:
  - Una rigidez lo 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.

La evaluación de la degradación del aceite le permite al inspector verificar las condiciones de funcionamiento de estos equipos. El aceite aislante al estar en contacto con el aire sufre reacciones de oxidación produciendo ácidos que tienden a su vez 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 que actúa como catalizadores, lo cual ocasiona el deterioro del aceite y un

envejecimiento prematuro del aislante sólido de los devanados a grado tal que puede causar la falla en el transformador.

Para decir que el aceite aislante está en condiciones de degradación, el mismo debe tener las siguientes características:

- Oscurecimiento en el color del aceite.
- Formación de sustancias polares.
- Formación de ácidos.
- Presencia de lodos.
- El olor cambia.

- **Medición de conductancia:** Los sistemas críticos como los de corriente continua, detección de incendios o demás sistemas auxiliares, están dotados de sistemas alternos de alimentación provenientes de acumuladores o baterías. El valor de la conductancia guarda relación con la vida útil de las baterías antes mencionadas. En tal sentido, para medir la conductancia es necesario establecer las condiciones del aislamiento del equipo en estudio. El aislamiento eléctrico se degrada con el paso del tiempo producto de las fatigas a la que se somete como resultado de su normal funcionamiento y su desgaste puede ser ocasionado por diversas causas, sea por causas mecánicas, eléctricas o químicas. Es por ello que se aplican distintas formas de medición de las condiciones del aislamiento, siendo una de ellas la medición de la resistencia del aislamiento. La misma consiste en aplicar una tensión de prueba por un corto periodo de tiempo y luego hacer la toma de la lectura a través del equipo de medición. El valor obtenido se compara con los parámetros establecidos para el aislante en el que se hizo la medición. A este método se le conoce como prueba puntual.

Existe otra forma de medición del aislamiento, conocido como prueba del índice de polarización, y se basa en realizar dos mediciones luego de someter el aislante a una tensión por un minuto, se somete a una misma tensión por diez minutos, el primer valor se divide entre el segundo. El resultado será un número puro e independiente de la temperatura.

Tabla 2.3: Índice de polarización, escala de valores. (OIL, 2008)

Índice de Polarización de la Condición del Aislamiento	
<1	Pobre
1-2	Cuestionable
2-4	Bueno
>4	Muy bueno

- **Rigidez dieléctrica del aislamiento:** Esta prueba consiste en la aplicación de un voltaje en corriente directa,  $V_{CD}$ , alta al equipo bajo prueba, en pasos de 5 a 10kV, anotándose en cada paso la corriente de fuga a través del aislamiento. Luego de que se alcance el valor de máximo potencial especificado por el fabricante, se mantiene el valor por un tiempo de 15min. Mediante la aplicación de la Ley de Ohm, con el valor de la tensión de prueba y la corriente de fuga se determina la resistencia del aislamiento.
- **Factor de potencia:** Las pérdidas que se producen en un aislante cuando es sometido a una tensión alterna, dependen de la temperatura, la frecuencia, y la naturaleza del aislante. Para su cálculo se utiliza un “ángulo de pérdidas”, que es la diferencia entre  $90^\circ$  y el ángulo de fase en la tensión a que se somete el aislante y la corriente que la atraviesa.  
Para determinar contaminación o fisuras en las porcelanas y para determinar el factor de potencia en los transformadores, se aplica una prueba conocida como Collar Caliente, el cual consiste, en el caso de los aisladores de porcelana, en colocar en el segundo faldón de la boquilla una banda conductora y la otra terminal al otro extremo de la boquilla. Al someter el aislante a determinadas tensiones, se toman las impresiones, siendo el valor más significativo la potencia de fuga medido en Mega Watts (MW) cuyo valor no debe ser mayor a los 6 MW.
- **Descargas parciales:** Esta prueba consiste en medir la cantidad y magnitud de pulsos de descarga, junto con la distribución de dichos puntos sobre la onda



sinusoidal. El incremento en la actividad de las descargas parciales es indicativo que se está desarrollando una falla incipiente.

- **Relación de transformación:** Determina la cantidad de vueltas en el devanado de entrada y en el devanado de salida. La forma de determinarlo consiste en estimar la relación en cada TAP del transformador. Para ello se coloca el cambiador de tomas del TAP de baja tensión en TAP nominal y mida la relación para cada una de las posiciones y para cada fase del cambiador de tomas de alto voltaje. Luego coloque el cambiador de tomas del TAP de alto voltaje en TAP nominal y mida la relación para cada una de las posiciones y para cada fase del cambiador de tomas de bajo voltaje.
  
- **Resistencia de devanado:** Con estos ensayos se determinan la resistencia óhmica de los devanados de cada fase de la máquina. Para ello, se inyecta una elevada corriente continua sobre el devanado con bajo voltaje, mientras registra el voltaje que aparece en los bornes. La resistencia es el cociente entre ambos valores, una vez que se estabilizan.
  
- **Resistencia de contacto:** Con estos ensayos se determinan la resistencia óhmica de los devanados de cada uno de los interruptores. Con esta prueba se establecerá sus condiciones. Para ello, se inyecta una elevada corriente continua de por lo menos 100A con bajo voltaje, mientras registra el voltaje que aparece en los bornes. La resistencia es el cociente entre ambos valores, una vez se estabilizan.
  
- **Tiempo de operación de interruptores y simultaneidad de contactos:** con estas pruebas se determina el tiempo de operación de los interruptores de potencia en sus diferentes formas de maniobra, de igual forma el sincronismo de sus polos o fases. Las pruebas de mantenimiento y puesta en servicio son:
  - Determinación del tiempo de apertura.
  - Determinación del tiempo de cierre.

- Determinación del tiempo de serie-apertura en condición de trip-free, es decir, el mando de una operación de cierre y uno de apertura en forma simultánea, se verificará además el dispositivo de anti bombeo.
- Determinación del sincronismo entre contactos de una misma fase, tanto en cierre como en apertura.
- Determinación de los tiempos de retraso en operación de re cierre.

**Medición de resistencia de puesta a tierra:** Este método es de relevancia pues se chequea las condiciones del sistema de aterramiento. Para ello, se inyecta una corriente a la varilla y se le hace un seguimiento al valor del voltaje medido entre la varilla y un electrodo ubicado a cierta distancia. La corriente retorna a través de un electrodo auxiliar que se coloca a una distancia de la varilla. Este procedimiento se repite a diferentes distancias de para determinar la resistencia en función de las distancias medidas.. (Ojeda Torres, 2011).

## **2.5 Operación de la Subestación de Transformación del CCPS.**

La operación de la subestación de transformación, se la debe realizar por medio de procedimientos normalizados, los mismos que permiten realizar actividades con una misma terminología para que no se provoquen errores en las operaciones.

Para los procedimientos de energización y des energización de la subestación del CCPS y realizar mantenimiento se han tomado como referencia los procedimientos que se utilizan en TRANSELECTRIC, los mismos que respetan normas internacionales y las presentadas en los catálogos de fabricantes.

### **2.5.1 Descripción de procedimientos para la operación y mantenimiento de la subestación**

En la figura N° 2.4, se presenta un esquema representativo de la subestación de transformación de 69 kV del CCPS, el mismo que muestra una bahía como línea de entrada a la barra 69 kV de características simple y una bahía de transformación.

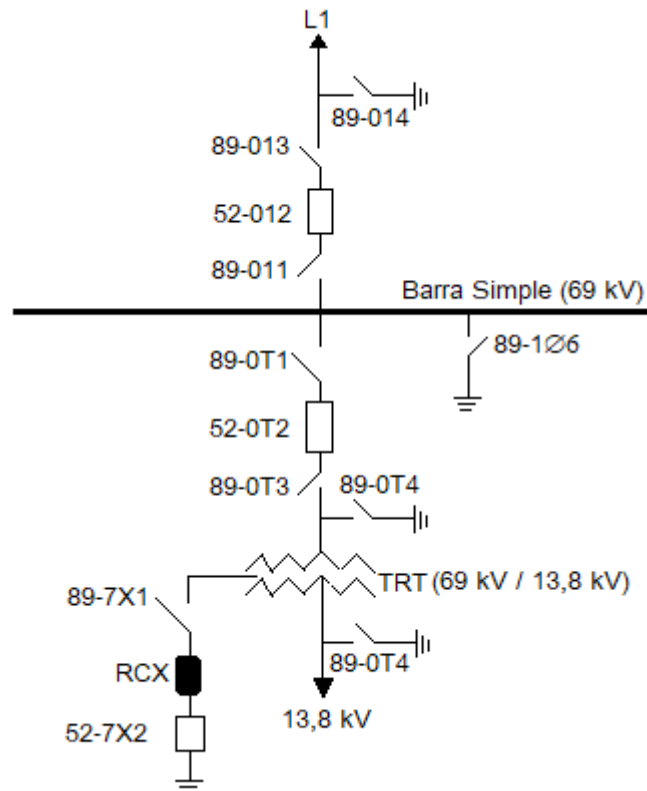


FIGURA 2.4: Esquema representativo de la subestación de 69 kV.

### Energización Barra Simple Principal 69 kV

Se considera que se energiza desde la línea de transmisión L1 con tres fases.

#### Condiciones Iniciales:

1. Línea L1 que servirá para energizar la barra simple, energizada.
2. Seccionadores de puesta a tierra 89-0Ø6 y 89-014, abiertos.
3. Interruptor 52-012 de la bahía L1 y seccionadores asociados 89-011 y 89-013, abiertos.

#### Operaciones Requeridas:

1. Cerrar seccionadores 89-011 y 89-013.
2. Cerrar interruptor 52-012 (barra energizada).
3. Verificar presencia de voltaje en voltímetro de la barra.

#### Enclavamientos:

1. El interruptor 52-012 no se puede cerrar si los seccionadores asociados 89-011 y 89-013 están abiertos.



2. Si los seccionadores de puesta a tierra 89-0Ø6 de la barra y 89-014 están cerrados, los seccionadores 89-011 y 89-013 no se pueden cerrar.

### **Energización Transformador (69 kV / 13,8 kV)**

#### **Condiciones Iniciales:**

1. Barra simple de 69 kV, energizada.
2. Seccionadores de puesta a tierra 89-0Ø6 y 89-0T4, abiertos.
3. Interruptor 52-0T2 de la bahía del transformador y seccionadores asociados 89-0T1 y 89-0T3, abiertos.

Si el transformador presenta elementos conectados al terciario, como por ejemplo un reactor como medio de compensación de reactivos:

4. Seccionador 89-7X1 siempre debe estar cerrado.
5. Interruptor 52-7X2, abierto.

#### **Operaciones Requeridas:**

1. Cerrar seccionadores 89-0T1 y 89-0T3.
2. Cerrar interruptor 52-0T2 (transformador energizado).
3. Si posee elemento conectado al terciario: Cerrar interruptor 52-7X2.
4. Verificar presencia de voltaje.

#### **Enclavamientos:**

1. El interruptor 52-0T2 no se puede cerrar si los seccionadores asociados 89-0T1 y 89-0T3 están abiertos.
2. Si el seccionador de puesta a tierra 89-0T4 está cerrado, los seccionadores 89-0T1 y 89-0T3 no se pueden cerrar.
3. El interruptor 52-7X2 no se puede cerrar si el transformador está desenergizado.
4. El transformador se conecta si cualquier elemento conectado al terciario como el interruptor del reactor 52-7X2 está abierto.

### **Desenergización Transformador (69 kV / 13,8 kV)**

#### **Operaciones Requeridas:**

1. Abrir interruptor 52-7X2 del reactor (si posee reactor).
2. Abrir interruptor 52-0T2.
3. Abrir seccionadores 89-0T1 y 89-0T3 (transformador desenergizado).



4. Cerrar seccionador de puesta a tierra 89-0T4.

Enclavamientos:

1. El interruptor 52-0T2 no se puede abrir, si el interruptor 52-7X2 está cerrado.
2. El interruptor 52-0T2 no se puede abrir, si los seccionadores asociados 89-0T1 y 89-0T3 están cerrados.
3. El seccionador de puesta a tierra 89-0T4 no se puede cerrar, si los seccionadores 89-0T1 y 89-0T3 están cerrados.
5. El transformador se desenergiza si cualquier elemento conectado al terciario como el interruptor del reactor 52-7X2 se encuentra abierto.

**Desenergización Barra Simple Principal 69 kV**

Operaciones Requeridas:

1. Abrir interruptor 52-012.
2. Abrir seccionadores 89-011 y 89-013 (barra des energizada).
3. Cerrar puesta a tierra de la barra, seccionador 89-0Ø6.
4. Cerrar puesta a tierra de la bahía L1, seccionador 89-014.

Enclavamientos:

1. Los seccionadores 89-011 y 89-013 no se pueden abrir, si el interruptor asociado 52-012 está cerrado.

Los seccionadores de puesta a tierra 89-0Ø6 de la barra y 89-014 no se pueden cerrar, si los seccionadores 89-011 y 89-013 están cerrados.

## **2.6 Equipos y Materiales utilizados para mantenimiento en subestaciones**

En esta sección se presenta una descripción en general de los equipos y materiales necesarios para realizar mantenimiento en la subestación del CCPS

### 2.6.1 Equipo de protección personal.

Todo personal que realice trabajos eléctricos dentro de una subestación, dependiendo del trabajo que realice debe tener el siguiente equipo:

- ✓ Cabeza: Casco Dieléctrico con Barbiquejo.
- ✓ Cara: - Gafas con filtros UV y protección cromática.  
- Careta de acetato (dependiendo de la actividad).
- ✓ Auditiva: Protección auditiva (tapones auditivos u orejeras auditivas).
- ✓ Respiratoria: Mascarilla media cara con cartucho orgánico (dependiendo de la actividad).
- ✓ Extremidades Superiores:
  - Guantes de cuero tipo ingeniero reforzados tres dedos.
  - Guantes Dieléctricos según tensión de trabajo, guantes de cuero de protección y de hilo.
  - Guantes de nitrilo.
- ✓ Tronco y Tórax: - Arnés con protección pélvica.
  - Eslinga de seguridad.
  - Chaleco reflectivo para personal en tierra.
- ✓ Extremidades Inferiores: Botas Dieléctricas (sin remaches ni ojaletes metálicos, tensión de prueba 18 kV).
- ✓ Cuerpo: Overol en PVC.
- ✓ Dotación: Camisa manga larga y jeans, 100% en algodón.

Estas protecciones se utilizan para las siguientes operaciones y tareas:

- Cualquier trabajo en la subestación.
- Operaciones manuales en la subestación.

Trabajo en banco de baterías, planta eléctrica y desconexiones de la subestación

### 2.6.2 Equipos y materiales auxiliares de seguridad para mantenimiento en subestaciones

- Tapete aislante.
- Banco o plataforma aislante.
- Pértiga de maniobras.



- Detector de verificación de ausencia de tensión (tipo luminoso o acústico).
- Manija extractora de fusibles tipo NH.
- Puestas a tierra o cortocircuito para subestaciones con diferentes tipos de mordazas.
- Escalera dieléctrica.
- Equipo de señalización.
- Cuerda de servicio (nylon) con bolsa de herramientas.
- Candado o cadenas de seguridad para aquellas subestaciones en las cuales los seccionadores no tengan enclavamiento

### **2.6.3 Equipos y materiales para mantenimiento en subestaciones**

Los materiales y equipos descritos en esta sección son el recurso material básico, para realizar mantenimiento en las subestaciones:

- ✓ Caja de herramientas equipada (desarmadores, alicates, llaves, etc.).
- ✓ Voltiamperímetro tipo pinza.
- ✓ Medidor de asilamiento (MEGGER) con capacidad hasta 5000 voltios.
- ✓ Chispómetro o equipo para rigidez dieléctrica del aceite.
- ✓ Equipo detector de humedad y acidez.
- ✓ Kilovoltímetro.
- ✓ Inyector secundario.
- ✓ Inyector primario.
- ✓ Equipo oxiacetileno.
- ✓ Equipo medidor de tierra (Telurómetro).
- ✓ Grasera y aceitera.

Equipo de transporte (si es del caso vehículo grúa).

## CAPITULO III

### 3 MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

El mantenimiento preventivo en la subestación de transformación del CCPS tiene como principal objetivo evitar la aparición de fallas o averías en los equipos y dispositivos de la misma. Este tipo de mantenimiento se lo realiza periódicamente, con la finalidad de detectar puntos débiles dentro de la subestación y corregirlos a tiempo, permitiendo con esto garantizar un servicio continuo de energía hacia los consumidores del CCPS.

Para la buena consecución del mantenimiento preventivo se debe realizar un plan de mantenimiento como se presenta a continuación.

#### 3.1 Formulación del plan de mantenimiento.

La formulación de un plan de mantenimiento es tomar en cuenta una serie de pasos en los cuales se describan que actividades y tareas se van a realizar a los equipos, dispositivos y elementos de protección dentro de la subestación para prevenir fallos o averías en los mismos.

Dichos pasos a considerar para la formulación correcta de un plan de mantenimiento deben presentar la siguiente información básica:

1. Describir datos del cliente y su ubicación.
2. Indicar a qué máquinas o elementos de la subestación se va a realizar el mantenimiento.
3. Presentar el procedimiento y descripción de las tareas o actividades a realizar.
4. Elaborar un informe de los resultados y observaciones encontrados.
5. Preparar y programar las acciones a realizar.

Descritos algunos de los pasos a considerar para la formulación adecuada de un plan de mantenimiento se presenta un ejemplo en la tabla 3.1, para la subestación de transformación del CCPS.





Tabla 3.1: Ejemplo propuesto de Plan de Mantenimiento del C. C. Paseo Shopping

<b>Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping</b>	<b>Plan de Mantenimiento Preventivo</b>	<b>Frecuencia:</b>	Hoja: 1/1
	<b>Inspección General</b>	Fecha:	
<b>Instalación o Equipo a Inspeccionar:</b> Transformador			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b>	<b>Hora Final:</b>	<b>Tiempo Normal: 2 horas</b>	
<b>Herramientas</b>		<b>Equipo de Protección</b>	
Multímetro Amperímetro Probador de Aislamiento (Megger) Medidor de Relación de Transformación (TTR) Fuente de Alimentación Alterna (Autotransformador) Probador de Aceites		Casco Guantes Botas de Seguridad	
<b>RIESGOS DEL TRABAJO Y MEDIDAS PREVENTIVAS</b>			
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Riesgos eléctricos. No manipular equipos y tocar cables bajo tensión. Solicitar aislamiento.</li> <li>2. Productos químicos. Utilizar guantes. Leer y conocer letreros de seguridad.</li> <li>3. Zonas con temperaturas altas. Precaución para no tocar partes calientes.</li> </ol>			
<b>Equipo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor Nominal</b>	<b>Resultados</b>
<b>TRANSFORMADOR</b>	Inspección visual de conexiones		
	Temperatura del transformador		
	Estado de los devanados		
	Estado del aceite		
	Relación de transformación		
<b>OBSERVACIONES:</b>			
_____		_____	
<b>Firma del Ingeniero o Técnico</b>		<b>Gerente General</b>	

En el Anexo I, se presenta el plan de mantenimiento preventivo completo a ejecutar de cada uno de los elementos, dispositivos y equipos en la subestación de transformación del CCPS.

### 3.2 Organización del cronograma de mantenimiento.

La organización del cronograma de mantenimiento presenta diversos factores que influyen en la buena consecución del mismo, tales como: el tamaño de la instalación, el



número de elementos y equipos que se tiene, el tiempo de vida útil, la disponibilidad de recursos, entre otros. Esta información es tomada de varios manuales de mantenimiento, de la necesidad de los mantenimientos de los equipos, de la experiencia en mantenimiento de otras subestaciones y finalmente de la disponibilidad monetaria de la administradora de la subestación.

Dentro de la organización del cronograma de mantenimiento es necesario describir tres secciones importantes para una buena consecución del mismo en una subestación, estas pueden ser:

- ✓ Sección de inspección y corroboración de estado físico-operativo de elementos, dispositivos y equipos.
- ✓ Sección de mantenimiento preventivo.
- ✓ Sección de mantenimiento correctivo.

Para tener una idea de cómo se realiza la organización del cronograma de mantenimiento, se debe tomar en cuenta los siguientes aspectos:

1. Inspección en general del estado físico y operativo de elementos, dispositivos y equipos.
2. El alcance del mantenimiento, es decir tener conocimiento de las fechas de inicio y fin en que se lo realizará, previniendo obstáculos que puedan presentarse en esas fechas.
3. Establecer que actividades se van a desarrollar en el mantenimiento, tomando en cuenta que equipos y elementos tienen un grado de prioridad.
4. Estimar actividades que presenten una secuencia en el mantenimiento, es decir, actividades que sean consecución de otras, para así manejar y desempeñar otras actividades que se pueden realizarse al mismo tiempo.
5. Determinar la disponibilidad de recursos tales como: personal y material, necesarios en cada actividad que se va a realizar en el mantenimiento.
6. Definir tiempos de duración para cada actividad que se desarrollará en el mantenimiento.
7. Delegar actividades y responsabilidades al personal que realizará el mantenimiento.
8. Revisar constantemente el cronograma de mantenimiento.

Una vez revisados los aspectos a considerar para la organización del cronograma de mantenimiento se presenta un ejemplo en la tabla 3.2, para la subestación de transformación del CCPS.

Tabla 3.2: Ejemplo de Cronograma de Mantenimiento del C. C. Paseo Shopping

Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping	Cronograma de Mantenimiento Preventivo		Fecha de vigencia:	Hoja: 1/1
	Inspección General			
Actividades	Equipo de Pruebas	Ejecución	Frecuencia	
<b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA</b>				
Ventiladores – Limpieza y lubricación motor	Herramientas y material de limpieza	Desenergizado	2 VECES/AÑO	
Medición de aislamiento en devanados	Probador de Aislamiento	Desenergizado	ANUAL	
Terminales y conexiones de puesta a tierra - ajustes	Herramientas y materiales de limpieza	Energizado	1 VEZ/AÑO	

En el Anexo II, se presenta el cronograma de mantenimiento preventivo completo a seguir de cada uno de los elementos, dispositivos y equipos en la subestación de transformación del CCPS.

### 3.3 Modo de operación del mantenimiento.

El modo de operación del mantenimiento se refiere a la base bajo la cual se va a realizar el mantenimiento, es decir, que normas, estándares o bajo que parámetros se basa para un correcto mantenimiento de los equipos y elementos de la instalación. Dicho modo de operación tiene que ver con los reportes de mantenimiento y la elaboración de las órdenes de trabajo.

Dentro de las normas para pruebas de mantenimiento de equipos de subestaciones tenemos: ASTM, ANSI/IEEE, IEC, de las cuales se utilizará las que más se apeguen a las condiciones físicas y operativas de los mismos.



También se utilizarán los manuales de mantenimiento del fabricante de los equipos, así como la experiencia profesional del encargado.

Como ejemplo se presenta un listado de pruebas para mantenimiento preventivo en transformadores de potencia basada en normas internacionales (IEC 60076-11, IEC 60076-3, IEC 60076-1, IEC 60270, ANSI/IEEE C57.12.90, ANSI/IEEE C57.12.00, etc.).

1. Revisión del estado de la pintura del tanque.
2. Verificación de conexiones del transformador.
3. Verificación de conexiones a tierra.
4. Verificación de niveles de aceite del transformador y cambiador.
5. Pruebas de aislamiento en los devanados.
6. Pruebas dieléctricas del aceite.
7. Comprobar operatividad del relé Buchholz.
8. Verificación de la relación de transformación, etc.

### **3.4 Determinación de los requerimientos del programa de mantenimiento**

La determinación de los requerimientos del programa de mantenimiento se centra en los recursos disponibles para la realización del mismo, es decir, personal, materiales, recursos económicos a disposición.

Como ejemplo se presenta una descripción de los requerimientos del programa de mantenimiento preventivo.

Dentro del personal, para realizar mantenimiento preventivo en la subestación se necesitan:

- Un ingeniero que coordine el mantenimiento.
- Dos técnicos.
- Cuatro operarios calificados.

Dentro de los materiales, para realizar mantenimiento preventivo en transformadores de potencia se necesitan:

- Herramientas y equipos especializados.
- Grasa.
- Trapos (guaipes).
- Cepillos de acero, etc.

### **3.5 Ejecución del mantenimiento**

En la ejecución del mantenimiento se realizan las actividades preestablecidas en los anteriores pasos mencionados siguiendo secuencialmente cada uno de ellos.

En este punto se determinan resultados y observaciones que se presenten de los elementos y equipos por el mantenimiento realizado dentro de la subestación, tomado como prioridad los elementos más costosos y de difícil reposición

### **3.6 Descripción de las tareas del mantenimiento.**

En esta sección se presenta la descripción de las tareas y actividades a desarrollarse en los equipos y elementos dentro de la instalación para un mantenimiento preventivo.

En el Ecuador, generalmente se utilizan las normas IEC, ANSI/IEEE, así como la experiencia y normas preestablecidas en los manuales de mantenimiento de los fabricantes de los equipos y elementos instalados en la subestación.

A continuación, se va a exponer las actividades y tareas se deben realizar para un correcto mantenimiento preventivo en equipos y elementos de una subestación, considerando las diferentes normas y con qué frecuencia de tiempo se lo debe realizar.

#### **3.6.1 Mantenimiento de Transformadores de Potencia**

Tareas y actividades a realizar con una frecuencia de tiempo mensual:



1. Verificación de conexiones del transformador y bushings (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
2. Verificación de niveles de aceite en bushings, tanque conservador, cambiador de taps bajo carga, relé Buchholz y en el reductor principal del mando a motor (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
3. Lectura de indicadores de temperatura (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
4. Verificación de existencia de fugas de aceite (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
5. Verificación de conexiones a tierra (IEEE Std. 81-2012).
6. Medida de niveles de ruido y vibraciones anormales (IEC 60076-10).
7. Pruebas de funcionamiento y verificación de operatividad de ventiladores (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
8. Verificación de operatividad de calefactores (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
9. Verificación de ausencia de humedad en el gabinete y estado de dispositivos del mando a motor (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
10. Inspección de los filtros de sílica gel (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
11. Verificación de ausencia de humedad en el gabinete y estado de dispositivos del regulador automático de voltaje (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
12. Verificación de voltajes de prueba al regulador automático, cada seis meses (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
13. Verificación de operatividad, mecanismos y posición del tap (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
14. Verificación de anclaje del transformador (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
15. Limpieza de la porcelana de los bushings (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).

Tareas y actividades a realizar con una frecuencia de tiempo anual:



1. Verificación de fallas de la pintura en general (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
2. Verificación del estado de los conexionados del cambiador de taps bajo carga (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
3. Verificación del mecanismo y fines de carrera al operar el cambiador de taps bajo carga a su rango máximo (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
4. Lubricación de engranajes del cambiador de taps bajo carga (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
5. Verificación de operatividad y ausencia de humedad en el relé Buchholz (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
6. Verificación de operatividad y ausencia de humedad en el relé de presión (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
7. Ajuste mecánico total del transformador (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
8. Ajuste de conexionados y terminales de bushings (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).

Pruebas de rutina a realizar con una frecuencia de tiempo anual:

1. Pruebas de resistencia de aislamiento en devanados (ANSI C57.12.91).
2. Pruebas dieléctricas de aceite aislante, dos veces por año (ASTM D-877).
3. Pruebas de factor de potencia de devanados y aceite (ANSI/IEEE Std. 62-1995).
4. Pruebas físicas y químicas del aceite (IEEE C57.106-2006).
5. Pruebas de funcionamiento de válvula de explosión y protección por elevación de temperatura (manual de mantenimiento del fabricante).
6. Pruebas de relación de transformación y polaridad (ANSI C57.12.91).
7. Pruebas de cortocircuito y circuito abierto (ANSI C57.12.91)
8. Prueba de resistencia de aislamiento a motores y mandos del sistema de enfriamiento, dos veces al año (ANSI C57.12.91).



Normas utilizadas para pruebas a transformadores de potencia:

- ✓ Norma ANSI/IEEE C 57.12.91: - Prueba de resistencia aislamiento.
  - Prueba de resistencia de devanados.
  - Pruebas de relación de transformación y polaridad.
- ✓ Norma ANSI/IEEE Std. 62-1995: - Prueba de resistencia de devanados.
  - Prueba de corriente de excitación.
  - Prueba de impedancia.
  - Pruebas de factor de potencia y capacitancia de devanados.
- ✓ Norma IEEE C 57.106.2006: Pruebas físico-químico.
- ✓ Norma IEC Pub.76, sección 12: Prueba de circuito abierto.
  - Prueba de cortocircuito.
  - Pruebas de relación de fase, polaridad y grupo de conexión.
- ✓ Norma IEC 60076-3: Pruebas dieléctricas.
- ✓ Norma IEC 60076-10: Pruebas del nivel de ruido.
- ✓ Norma ASTM D-877: Prueba de rigidez dieléctrica en el aceite aislante.
- ✓ Norma ASTM D-974: Prueba del número de neutralización.
- ✓ Norma ASTM D-971: Prueba de tensión interfacial.
- ✓ Norma ASTM D-1533: Prueba de contenido de humedad.
- ✓ Norma ASTM D-1524: Examen visual.
- ✓ Norma ASTM D-1500: Prueba de índice calorimétrico (color).
- ✓ Norma ASTM D-3612: Análisis cromatográfico del aceite.

### **3.6.2 Mantenimiento de Interruptores**

Tareas y actividades a realizar con una frecuencia de tiempo anual:

1. Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).



2. Verificación del contador y engrase del mecanismo de trabajo (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
3. Verificación de conexiones, contactores, contactos auxiliares, switches auxiliares (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
4. Limpieza de bushings y contactos (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
5. Verificación de medidas de resistencia de contactos (IEC 62271-103 o IEC 62271-104).
6. Verificación de la hermeticidad del gas SF<sub>6</sub> (IEC 60376).
7. Verificación de contactos en la capacidad de ruptura y consumo de aire en la apertura menor a 1.5 kg/cm<sup>2</sup> (IEC 62271-103 o IEC 62271-104).
8. Verificación del funcionamiento continuo del compresor y fugas de aceite del amortiguador (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).

Pruebas de rutina a realizar con una frecuencia de tiempo anual o mayor:

1. Pruebas de operatividad de mecanismos de accionamiento local, remoto y por protección, apertura y cierre (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
2. Pruebas de factor de potencia, recomendado cada 6 años (IEC 62271-103 o IEC 62271-104).
3. Pruebas de tiempo de cierre y apertura, recomendado cada 3 años (IEC 62271-103 o IEC 62271-104).
4. Pruebas de operatividad de válvulas de seguridad (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
5. Pruebas de resistencia de aislamiento de bushings y motor del compresor (IEC 62271-103 o IEC 62271-104 y manual de mantenimiento del fabricante).

Normas utilizadas para pruebas a interruptores de potencia:

- ✓ Norma IEC 62271-101:2006: Interruptores de alta tensión – Parte 101: Ensayos sintéticos.
- ✓ Norma IEC 62271-103:2011: Interruptores de potencia – Parte 1: Interruptores para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.



- ✓ Norma IEC 62271-104:2009: Interruptores de potencia – Parte 2: Interruptores para tensiones asignadas mayores a 52 kV.
- ✓ Norma IEC 60376:2006: Especificaciones para hexafluoruro de azufre (SF6) de calidad técnica para uso en equipos eléctricos.

### 3.6.3 Mantenimiento de Transformadores de Corriente

Tareas y actividades a realizar con una frecuencia de tiempo mensual:

1. Verificación del estado de bushings, estructuras, niveles de aceite (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
2. Verificación de conexiones y puesta a tierra (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).

Pruebas de rutina a realizar con una frecuencia de tiempo anual:

1. Pruebas de resistencia de aislamiento y factor de potencia (IEC 61869-2).
2. Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
3. Inspección de despostillamiento, rajaduras y sedimentación en porcelana (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
4. Verificación de tubería, accesorios y fusibles (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
5. Inspección y limpieza de los componentes (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).

Normas utilizadas para pruebas a transformadores de corriente:

Norma IEC 61869-2:2012: Transformadores de medida – Parte 2: Requisitos adicionales para los transformadores de corriente

### 3.6.4 Mantenimiento de Transformadores de Tensión

Tareas y actividades a realizar con una frecuencia de tiempo mensual:

1. Verificación del estado de bushings, estructuras, niveles de aceite (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
2. Verificación de conexiones y puesta a tierra (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).

Pruebas de rutina a realizar con una frecuencia de tiempo anual:

1. Pruebas de resistencia de aislamiento y factor de potencia (IEC 61869-3 o IEC 61869-5).
2. Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
3. Inspección de despostillamiento, rajaduras y sedimentación en porcelana (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
4. Verificación de tubería, accesorios y fusibles (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
5. Inspección y limpieza de los componentes (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).

Normas utilizadas para pruebas a transformadores de tensión:

- ✓ Norma IEC 61869-3:2011: Transformadores de medida – Parte 3: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión inductivos.

Norma IEC 61869-5:2011: Transformadores de medida – Parte 5: Requisitos adicionales para los transformadores de tensión capacitivos.

### **3.6.5 Mantenimiento de Reconectores.**

Tareas y actividades a realizar con una frecuencia de tiempo anual:

1. Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
2. Verificación del ajuste de conexiones (experiencia y catálogo del fabricante y manual de mantenimiento del fabricante).
3. Inspección y verificación de fugas de gas o aceite (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).



4. Inspección y limpieza de polvo o contaminación de los componentes (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).

Normas utilizadas para pruebas a reconectores:

- ✓ Norma IEC 62271-102:2001: Conmutadores y dispositivos de control de alta tensión – Parte 102: Seccionadores y conmutadores de puesta a tierra de corriente alterna.

Norma IEC 62271-103:2011: Interruptores de potencia – Parte 1: Interruptores para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.

### **3.6.6 Mantenimiento de Seccionadores.**

Tareas y actividades a realizar con una frecuencia de tiempo mensual:

1. Verificación de operatividad de calefactores y mecanismos del motor (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
2. Verificación del nivel de aceite debe estar lleno (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
3. Verificación de alineación de cuchillas, conexiones y anclaje (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).

Pruebas de rutina a realizar con una frecuencia de tiempo anual:

1. Pruebas de operatividad eléctrica y manual (IEC 62271-102 o IEC 62271-103).
2. Pruebas en cuernos de arco o anillos equipotenciales y limpieza en material de desgaste (IEC 62271-102 o IEC 62271-103).
3. Pruebas de operatividad manual identificando presión y alineamiento de contactos, facilidad de operación, ranuras, topes (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
4. Pruebas a puesta a tierra y verificación de daños (IEEE Std. 81-2012).
5. Limpieza de aisladores y contactos (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
6. Lubricación de contactos y partes móviles (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).

7. Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
8. Verificación del conmutador del motor y las escobillas (IEC 62271-102 o IEC 62271-103).
9. Pruebas de resistencia de aislamiento y de contactos del motor (IEC 62271-102 o IEC 62271-103).
10. Limpieza de contactos auxiliares, circuitos y fusibles del motor (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).

Normas utilizadas para pruebas a seccionadores:

- ✓ Norma IEC 62271-102:2001: Conmutadores y dispositivos de control de alta tensión – Parte 102: Seccionadores y conmutadores de puesta a tierra de corriente alterna.

Norma IEC 62271-103:2011: Interruptores de potencia – Parte 1: Interruptores para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.

### **3.6.7 Mantenimiento de Pararrayos.**

Tareas y actividades a realizar con una frecuencia de tiempo mensual:

1. Inspección y verificación de conexiones, contador de descargas y porcelana (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
2. Inspección y verificación de conexiones de línea y puesta a tierra (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
3. Verificación de la corriente de fuga (IEC 60099-2007).

Pruebas de rutina a realizar con una frecuencia de tiempo anual:

1. Pruebas de resistencia de aislamiento y factor de potencia (IEC 60099-2007).
2. Pruebas y verificación de ajuste de anillos equipotenciales, conexiones aéreas y puesta a tierra (experiencia, manual de mantenimiento del fabricante y IEC 60099-2007).
3. Limpieza de componentes (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).



4. Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general (experiencia).
5. Inspección de despostillamiento, rajaduras y sedimentación en porcelana (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).

Normas utilizadas para pruebas a pararrayos:

Norma IEC 60099-4:2007: Pararrayos – Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.

### **3.6.8 Mantenimiento de Malla de Puesta a Tierra.**

Pruebas de rutina a realizar con una frecuencia de tiempo anual:

1. Verificación ajuste de conexiones de puesta a tierra (experiencia y diseño de malla a tierra).
2. Inspección del calibre de conductor y electrodos de puesta a tierra, características técnicas (experiencia y diseño de malla a tierra).
3. Verificación y prueba de resistencia de puesta a tierra (IEEE Std. 81-2012).
4. Verificación por muestreo la conexión de puesta a tierra a la malla de puesta a tierra (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
5. Limpieza de gravilla (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).

Normas utilizadas para pruebas a mallas de puesta a tierra:

- ✓ Norma IEEE Std. 80-2013: Sistemas de puesta a tierra en subestaciones.
- ✓ Norma IEEE Std. 81-2012: Medición de malla de puesta a tierra.

### **3.6.9 . Mantenimiento de Barras**

Pruebas de rutina a realizar con una frecuencia de tiempo anual:

1. Pruebas de verificación visual térmicas (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
2. Inspección y verificación de soportes: cadenas, aisladores, grapas, conectores, barras, cable de guarda, estructuras (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).



3. Verificación y prueba de conexiones de puestas a tierra en estructuras, cerramientos, puertas (IEEE Std. 81-2012).

Normas utilizadas para pruebas a barras:

Norma IEEE Std. 81-2012: Medición de malla de puesta a tierra.

### **3.6.10 Mantenimiento de Tableros de Control, Medida y Protección.**

Pruebas de rutina a realizar con una frecuencia de tiempo anual:

1. Verificación de fallas de la pintura en general (experiencia).
2. Verificación de rotulación y señalización de dispositivos, elementos, cables y borneras (experiencia).
3. Verificación de equipos y accesorios (experiencia).
4. Verificación de alarmas y operatividad de elementos (experiencia y manual de mantenimiento del fabricante).
5. Verificación y prueba de conexiones de puestas a tierra (IEEE Std. 81-2012).
6. Pruebas de disparos y alarmas a los relés (experiencia y Norma IEC 60255:2006).
7. Pruebas a equipos y sistemas de telecontrol (Norma IEC 60870:2011 y Norma IEC 61000:2003).

Normas utilizadas para pruebas a barras:

- ✓ Norma IEC 60255:2006: Relés eléctricos de medida y equipos de protección.
- ✓ Norma IEC 60870:2011: Equipos y sistemas de telecontrol.
- ✓ Norma IEC 61000:2003: Compatibilidad electromagnética (CEM).
- ✓ Norma IEEE Std. 81-2012: Medición de malla de puesta a tierra.



## CAPITULO IV

### 4 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El mantenimiento correctivo en la subestación de transformación del CCPS tiene como principal objetivo reemplazar partes o equipos completos, elementos y dispositivos que han sufrido averías ante la presencia de fallas, eliminando las causas que han producido las mismas y reestableciendo su funcionamiento. Este tipo de mantenimiento también se lo realiza para reemplazar equipos, elementos y dispositivos que han cumplido con su vida útil dentro de la subestación, permitiendo con esto garantizar un servicio continuo de energía hacia los consumidores del CCPS.





Tabla 4.1: Esquema de Plan de Mantenimiento Correctivo del C. C. Paseo Shopping

<b>Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping</b>	<b>Plan de Mantenimiento Correctivo</b>	Fecha de Vigencia:	Hoja: 1/1
	<b>Inspección General</b>		
<b>Instalación o Equipo:</b> Transformador			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b>		<b>Hora Final:</b>	
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>REVISIONES</b>	<b>REPUESTOS</b>	
<b>HERRAMIENTAS Y MATERIALES</b>	<b>REGISTRO FOTOGRÁFICO</b>		
<b>OBSERVACIONES:</b>			
_____		_____	
<b>Firma del Ingeniero o Técnico</b>		<b>Gerente General</b>	

Para la buena consecución de un mantenimiento correctivo se presenta un esquema en la tabla 4.1, para la subestación de transformación del CCPS.

En el Anexo III, se presenta el esquema del plan de mantenimiento correctivo completo a seguir para los elementos, dispositivos y equipos en la subestación de transformación del CCPS.

#### 4.1 Mantenimiento correctivo por falla de energía

El mantenimiento correctivo por falla de energía afecta a toda la subestación como tal, ya que este depende del tipo de falla que lo provoque, es decir externa o interna.

Si es una falla externa, se debe revisar a que elementos, dispositivos o equipos de la subestación afectó y una vez detectado que elemento fue el afectado realizar su respectivo mantenimiento correctivo. Como ejemplo, se puede describir una falla en el elemento de protección de una línea de transmisión cercana a la subestación, en este caso los pararrayos, por una descarga atmosférica, una vez, identificado el elemento afectado se realiza el siguiente mantenimiento correctivo:

- ✓ Reemplazo del elemento o piezas afectadas del pararrayos.

Si es una falla interna, se debe revisar el elemento, dispositivo o equipo afectado por la falla, mediante una evaluación de daños el elemento, causante de la falla y posterior a esto aplicando el mantenimiento correctivo, reparar o si es el caso reemplazar el equipo.

Dentro del mantenimiento correctivo en los diferentes elementos, dispositivos y equipos para fallas de energía de la subestación de transformación del CCPS se tiene:

1. Mantenimiento correctivo en interruptores de potencia.
  - Pintura o galvanizado en general del interruptor de potencia.
  - Reemplazo de gas hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>).
  - Reemplazo de contactos de potencia fijo y móvil.
  - Reemplazo del mecanismo de operación.
  - Reemplazo del equipo (interruptor de potencia).
  
2. Mantenimiento correctivo en transformadores de medida (TC's y TP's).
  - Pintura o galvanizado en general de los transformadores de medida.

- Reemplazo de aceite.
  - Reemplazo de equipos (transformador de corriente y transformador de potencial).
3. Mantenimiento correctivo en malla de puesta a tierra.
- Reemplazo de los conexionados.
  - Reemplazo o refuerzo del conductor de la malla.
  - Mejoramiento de las características del suelo.
4. Mantenimiento correctivo en barras.
- Reemplazo del conductor o barra tubular.
5. Mantenimiento correctivo en tableros de control, medida y protección.
- Reemplazo de borneras.
  - Reemplazo de instrumentos, elementos y accesorios.
  - Reemplazo del tablero.

#### **4.2 Mantenimiento correctivo por falla de transformadores**

El mantenimiento correctivo por falla de transformadores, depende de una adecuada evaluación de daños a los elementos y componentes del equipo de la subestación de transformación del CCPS.

Las posibles actividades a realizar para un mantenimiento correctivo en transformadores son:

- ✓ Pintura en general del transformador.
- ✓ Rebobinación de bobinados.
- ✓ Reemplazo de ventiladores y calefactores averiados.
- ✓ Reemplazo de radiadores averiados.



- ✓ Reemplazo de instrumentos y accesorios (fusibles, reguladores de voltaje, pasatapas, cableado, etc.).
- ✓ Cambio de aceite aislante.
- ✓ Reemplazo del equipo (transformador).

Dentro del cambio del aceite aislante debido a condiciones de contaminación, se lo debe realizar de la siguiente manera:

- Abrir el transformador y sacar los bobinados.
- Drenar el aceite contaminado.
- Limpiar la cuba tanto interna con externamente.
- Limpiar los bobinados con el aceite aislante nuevo.
- Introducir los bobinados y llenar la cuba con el aceite aislante nuevo.
- Probar hermeticidad.

### **4.3 Mantenimiento correctivo por falla de apertura de reconectadores**

El mantenimiento correctivo por falla de apertura de reconectadores, depende de una adecuada evaluación de daños a los elementos y componentes del equipo de la subestación de transformación del CCPS.

Las posibles actividades a realizar para un mantenimiento correctivo en reconectadores son:

- ✓ Pintura en general del reconectador.
- ✓ Reemplazo de contactos.
- ✓ Reemplazo del actuador magnético.
- ✓ Reemplazo de instrumentos y accesorios (interruptor de vacío, resorte de apertura, sensores, etc.).
- ✓ Cambio de aceite y gas.
- ✓ Reemplazo del equipo (reconectador).



#### **4.4 Mantenimiento correctivo por falla de apertura de seccionadores**

El mantenimiento correctivo por falla de apertura de seccionadores, dependerá de una adecuada evaluación de daños a los elementos y componentes del equipo de la subestación de transformación del CCPS.

Las posibles actividades a realizar para un mantenimiento correctivo en seccionadores son:

- ✓ Pintura en general del seccionador.
- ✓ Reemplazo de contactos.
- ✓ Reemplazo del mecanismo de operación.
- ✓ Reemplazo de instrumentos y accesorios (fusibles, bisagras, etc.).
- ✓ Reemplazo de aisladores de soporte.
- ✓ Cambio del sistema de engranaje.
- ✓ Reemplazo del equipo (seccionador).

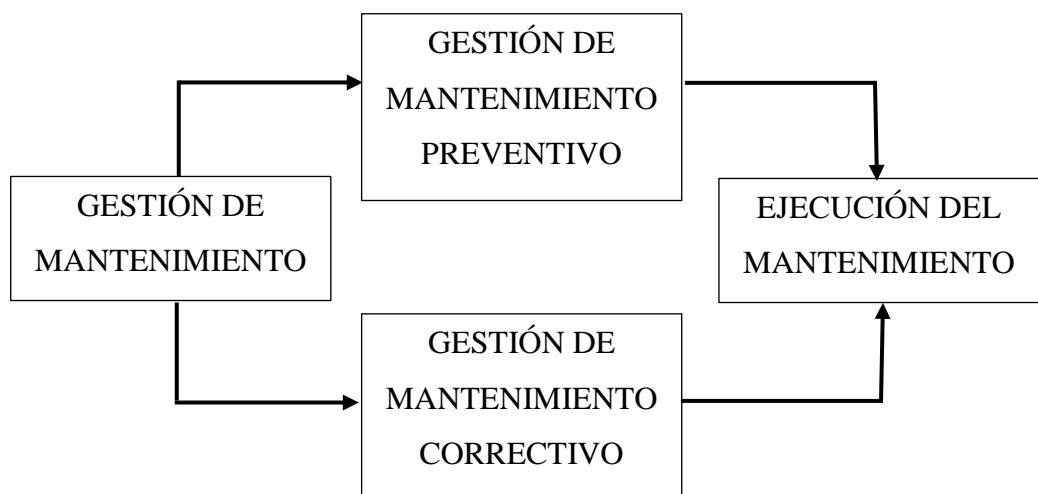
## CAPITULO V

### 5 GESTION DOCUMENTAL DEL MANENIMIENTO

La gestión documental del mantenimiento representa controlar de manera eficiente y sistemática la elaboración, recepción, uso y eliminación de los documentos necesarios para la buena consecución del mismo.

Tales documentos contienen las actividades, procesos y procedimientos a seguir para la realización de los respectivos mantenimientos.

Dentro de la gestión documental del mantenimiento para la subestación de transformación del CCPS se debe seguir una serie de procedimientos para la ejecución del mismo, del cual se presenta un flujograma general en la figura 5.1.



**FIGURA 5.1:** Flujograma general de la gestión documental de mantenimiento

Para la gestión documental de mantenimiento en la subestación de transformación del CCPS se va a seguir el siguiente procedimiento:

1. Inspección física y visitas técnicas a la subestación.
2. Determinación del tipo de mantenimiento que se va a realizar en la subestación (preventivo o correctivo).



3. Elaboración de órdenes y permisos de trabajo.
4. Elaboración de planes o reportes de mantenimiento.
5. Elaboración del programa de mantenimiento.
6. Informar de la programación de actividades al CCPS.
7. Ejecución del mantenimiento.
8. Análisis de resultados y observaciones que se presentaron.
9. Elaboración del programa de actividades del próximo mantenimiento.

Estos pasos se presentan en un flujograma en la figura 5.2, para tener una mejor idea de cómo se debe llevar una gestión documental de mantenimiento.

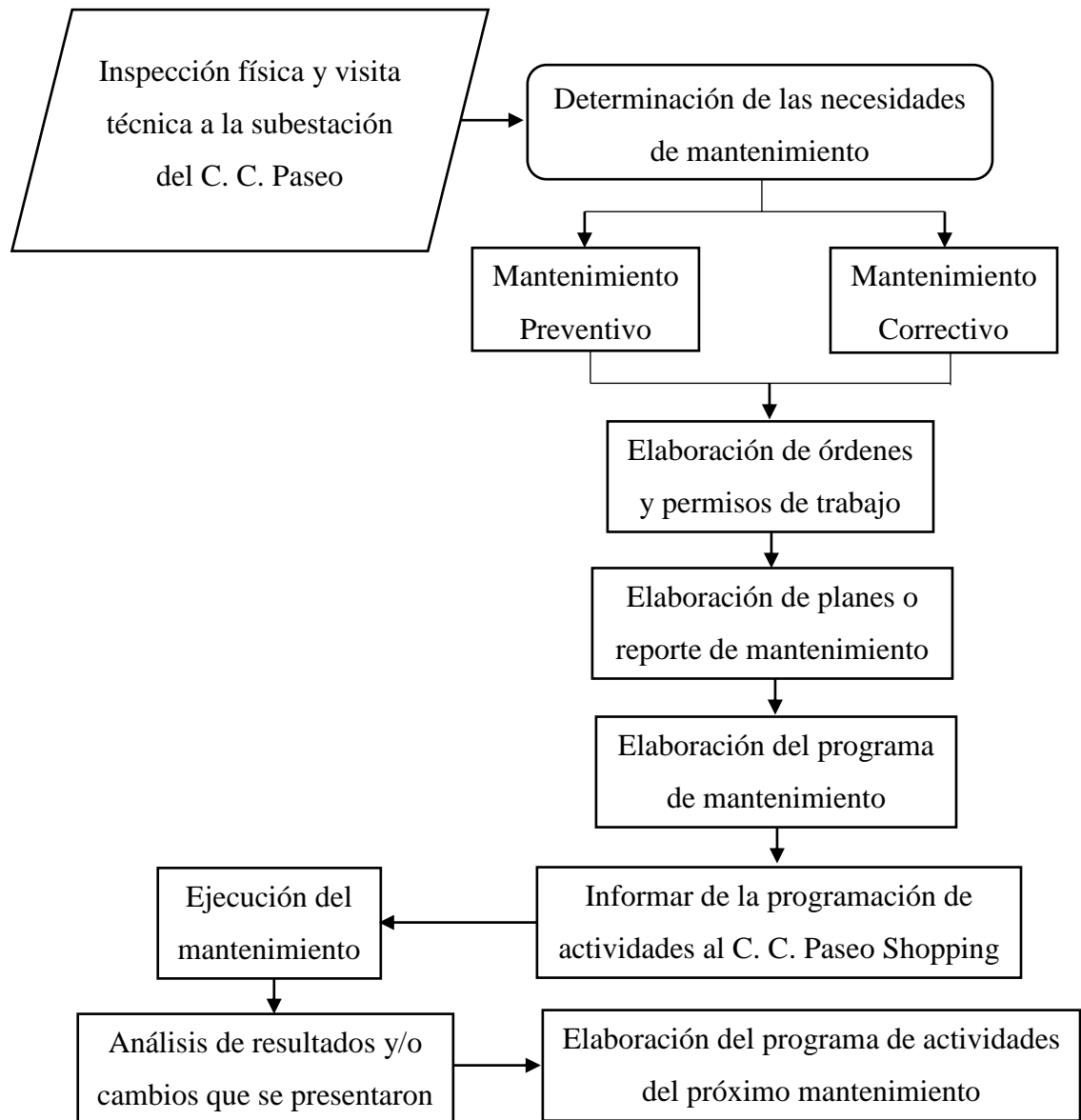


FIGURA 5.2: Flujograma de la gestión documental de mantenimiento del CCPS

### 5.1 Mantenimiento correctivo por falla de apertura de seccionadores

Las órdenes y permisos de trabajo tienen como finalidad dirigir de manera organizada la ejecución y desarrollo de los trabajos, obteniéndose información para la administración del mantenimiento dentro de una instalación.

La orden de trabajo posibilita controlar de manera eficiente tanto el trabajo efectuado o a efectuarse como los costos de mantenimiento, dando una perspectiva para preparar los informes de la cantidad de trabajo y recursos disponibles como elementos, dispositivos, equipos y materiales a utilizarse.





Para la buena consecución de un mantenimiento y ejecución de cada actividad se debe elaborar las órdenes y permisos de trabajo respectivos como se presenta en el ejemplo de esquema en la tabla 5.1, para la subestación de transformación del CCPS.

Tabla 5.1: Esquema de Orden de Trabajo del CCPS

<b>Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping</b>		<b>Orden de Trabajo</b>		Fecha de Vigencia:	Hoja: 1/1
<b>Número de Orden de Trabajo:</b>			<b>Empresa o Empresas Encargada de Mantenimiento</b>		
<b>Fecha Prevista de Inicio:</b>					
<b>Fecha Prevista de Fin:</b>					
<b>Tipo de Mantenimiento:</b>					
<b>IDENTIFICACIÓN DEL ESTADO FÍSICO-OPERATIVO</b>					
<b>ELEMENTOS:</b>			<b>RESPONSABLES ORDEN DE TRABAJO</b>		
<b>EQUIPOS:</b>					
<b>DISPOSITIVOS:</b>					
<b>LUGAR DE TRABAJO</b>					
<b>DESCRIPCIÓN DEL MANTENIMIENTO A REALIZAR:</b>					
<b>REPORTE DE ACTIVIDADES</b>					
<b>NÚMERO DE PERSONAS</b>		<b>NÚMERO DE HORAS</b>		<b>HORAS PREVISTAS</b>	<b>HORAS REALES</b>
<b>PREVISTAS:</b>		<b>HORAS DE TRABAJO:</b>			
<b>REALES:</b>		<b>HORAS EXTRAS TRABAJO:</b>			
<b>TOTAL:</b>		<b>TOTAL</b>			
<b>FECHA REAL DE INICIO:</b>		<b>HORA REAL DE INICIO:</b>			
<b>FECHA REAL DE FIN:</b>		<b>HORA REAL DE FIN:</b>			
<b>DESCRIPCIÓN DEL MANTENIMIENTO REALIZADO</b>					
<b>CIUDAD</b>	<b>DÍA / MES / AÑO</b>	<b>FIRMA RESPONSABLE:</b>			
<b>APROBADO POR:</b>					
<b>NOMBRE:</b> _____					
<b>FIRMA:</b> _____					

En el Anexo IV, se presenta la orden de trabajo completa para realizar mantenimiento de cada uno de los elementos, dispositivos y equipos en la subestación de transformación del CCPS.

## **5.2 Elaboración de reportes de mantenimiento preventivo**

Dentro de la elaboración de reportes y planes de mantenimiento preventivo, se incluyen las observaciones, comentarios y sugerencia de los elementos, dispositivos o equipos que necesitan ser atendidos oportunamente, previo a la realización del mantenimiento; para mantener la operatividad de la subestación en óptimas condiciones, garantizando que se brinde un servicio de calidad y confiabilidad al CCPS.

Estos reportes o planes se elaborarán después de realizar una inspección o mantenimiento predictivo de la subestación, es decir una visita técnica de visualización de cada uno de los elementos, dispositivos y equipos presentes en la misma, determinando cuales de estos podrían presentar problemas de funcionamiento u operación.

Los reportes o planes de mantenimiento preventivo para la subestación de transformación del CCPS, se presentan en el anexo II, tomando en cuenta que actividades y pruebas se debe realizar en cada uno de los elementos, dispositivos y equipos presentes en la subestación.

## **5.3 Elaboración de reportes de mantenimiento predictivo**

La elaboración de reportes o planes de mantenimiento predictivo, se refiere a la inspección técnica-visual de la subestación para diagnosticar de manera oportuna que tipo de mantenimiento se debe realizar en cada uno de los elementos, dispositivos y equipos presentes en la misma.

La inspección técnica-visual desempeña un papel muy importante para mantener en óptimas condiciones a la subestación tanto operativa como físicamente, para lo cual, se debe tener muy claro los elementos, dispositivos y equipos que se encuentran en la

misma. A continuación, se presentan algunos de los elementos que se encuentran instalados en la subestación del CCPS:

### 1. Subestación de Transformación



**FIGURA 5.4:** Subestación de transformación



**FIGURA 5.3:** Subestación de transformación

### 2. Transformador de Potencia



**FIGURA 5.5:** Transformador de Potencia

### 3. Interruptores de Potencia



**FIGURA 5.6: Interruptor de potencia**

### 4. Transformadores de Medida (TC's y TP's)



**FIGURA 5.7: Transformador de Medida**

## 5. Elementos de Maniobra y Protección



**FIGURA 5.8:** Elementos de maniobra y protección

## 6. Barras y Tableros



**FIGURA 5.9:** Barras y tableros



Los reportes o planes de mantenimiento predictivo (inspección técnica) para la subestación de transformación del CCPS, se presentan en el anexo V, tomando en cuenta cada uno de los elementos, dispositivos y equipos presentes en la subestación.

#### **5.4 Elaboración de reportes de mantenimiento correctivo**

La elaboración de reportes o planes de mantenimiento correctivo, se refiere a los cambios o reemplazos de elementos, dispositivos o equipos que han sufrido alguna falla o presenten problemas de operatividad, afectando con esto al desarrollo normal de actividades dentro del CCPS.

Estos reportes o planes se elaborarán luego de que realizado un mantenimiento preventivo de la subestación, es decir pruebas y actividades basadas en normas a cada uno de los elementos, dispositivos y equipos presentes en la misma, se ha detectado irregularidades que requieren ser corregidas, determinando cuales de estos y que partes de los mismos presentan problemas de funcionamiento u operación.

Los reportes o planes de mantenimiento correctivo para la subestación de transformación del CCPS, se presentan en el anexo III, tomando en cuenta cada uno de los elementos, dispositivos y equipos presentes en la subestación.

Un ejemplo de plan de mantenimiento correctivo para transformadores de potencia:



<b>Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping</b>	<b>Plan de Mantenimiento Correctivo</b>	Fecha de Vigencia:	Hoja: 1/1
	<b>Inspección General</b>		
<b>Instalación o Equipo:</b> Transformador			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b>		<b>Hora Final:</b>	
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>REVISIONES</b>	<b>REPUESTOS</b>	
<b>HERRAMIENTAS Y MATERIALES</b>	<b>REGISTRO FOTOGRÁFICO</b>		

Si tenemos un daño en el área de interruptores, luego de solucionado el problema procedemos a llenar el plan de mantenimiento correctivo para interruptores de potencia

<b>Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping</b>	<b>Plan de Mantenimiento Correctivo</b>	Fecha de Vigencia:	Hoja: 1/1
	<b>Inspección General</b>		
<b>Instalación o Equipo:</b> Interruptores de Potencia			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b>		<b>Hora Final:</b>	
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>REVISIONES</b>	<b>REPUESTOS</b>	
<b>HERRAMIENTAS Y MATERIALES</b>	<b>REGISTRO FOTOGRÁFICO</b>		

Cuando tenemos un daño en los transformadores de medida, solucionando los daños se procede a llenar el plan de mantenimiento correctivo para transformadores de medida



<b>Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping</b>	<b>Plan de Mantenimiento Correctivo</b>	Fecha de Vigencia:	Hoja: 1/1
	<b>Inspección General</b>		
<b>Instalación o Equipo:</b> Transformadores de Medida			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b>		<b>Hora Final:</b>	
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>REVISIONES</b>	<b>REPUESTOS</b>	

Quando se presenta un daño en los elementos de maniobra, solucionado los daños se procede a llenar el plan de mantenimiento correctivo para elementos de maniobra

<b>Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping</b>	<b>Plan de Mantenimiento Correctivo</b>	Fecha de Vigencia:	Hoja: 1/1
	<b>Inspección General</b>		
<b>Instalación o Equipo:</b> Elementos de Maniobra			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b>		<b>Hora Final:</b>	
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>REVISIONES</b>	<b>REPUESTOS</b>	
<b>HERRAMIENTAS Y MATERIALES</b>		<b>REGISTRO FOTOGRÁFICO</b>	
<b>OBSERVACIONES:</b>			
<hr/> <b>Firma del Ingeniero o Técnico</b>		<hr/> <b>Gerente General</b>	





Al existir daños en la malla de tierra, barras y tableros y concluidos los trabajos de remediación, se procede a llenar el plan de mantenimiento correctivo para malla de tierra, barras y tableros

<b>Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping</b>	<b>Plan de Mantenimiento Correctivo</b>	Fecha de Vigencia:	Hoja: 1/1
	<b>Inspección General</b>		
<b>Instalación o Equipo:</b> Malla de tierra, Barras y Tableros			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b>		<b>Hora Final:</b>	
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>REVISIONES</b>	<b>REPUESTOS</b>	
<b>HERRAMIENTAS Y MATERIALES</b>		<b>REGISTRO FOTOGRÁFICO</b>	
_____		_____	
<b>Firma del Ingeniero o Técnico</b>		<b>Gerente General</b>	

## CAPITULO VI

### 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 Conclusiones.

- Para mantener la disponibilidad e incrementar la vida útil de los equipos es necesario establecer un sistema de vigilancia que permita monitorear el estado de los equipos de la Subestación de Transformación del CCPS.
- Debido al cambio de administradores, personal de mantenimiento, empresas contratistas para mantenimiento no se pudo realizar un seguimiento adecuado de las actividades de mantenimiento realizadas en los equipos de la subestación.
- No se pudo, ni se ha podido anteriormente realizar una adecuada valoración y estado de los elementos que conforman la Subestación Eléctrica de Transformación del CCPS, por la falta de información de estos equipos, tanto de las administraciones actuales como por parte de las casas fabricantes de los mismos, por lo que se hace difícil establecer su tiempo de vida útil y en base a esto planificar su posible reposición, como parte de un plan de mantenimiento integral.
- Los actuales mantenimientos se han basado en suposiciones, presupuesto y un cronograma aleatorio, establecido por las personas que se encuentran al momento encargadas de la gerencia técnica de mantenimiento de la empresa administradora.
- No se tiene un registro adecuado de los mantenimientos realizados y del estado del aceite dieléctrico del transformador de potencia.
- No existe un adecuado control de las actividades del personal que realiza los trabajos de mantenimiento, su equipo de protección personal, las actividades que realiza y la posible ocurrencia de accidentes por falta de supervisión



## 6.2 Recomendaciones

- Todas las actividades de monitoreo y vigilancia se deben coordinar con un solo ente o departamento que permanezca continuo a través del tiempo, este elemento es el registro propuesto en este trabajo de titulación, ya que no dependerá del administrador que llegue sino de la documentación de los trabajos realizados.
- Para mantener este registro de una mejor manera se recomienda el uso de un programa de aplicación de mantenimiento de equipos, existen algunos en el mercado como Máximo, Prisma, SAP PM, GMAO, etc.
- El uso del programa de mantenimiento no excluye el registro y documentación propuesta, ya que es un complemento, especialmente los permisos de trabajo, debido a que estos en caso de una contingencia no deseada o accidente, se constituirán en documentos legales que ayuden a esclarecer los acontecimientos.
- Se recomienda, la aplicación de las medidas de seguridad y permisos de trabajo propuestos, esto permitirá planificar de mejor manera las actividades y sobre todo precautelar la salud y seguridad del personal que realiza estas actividades.
- Se necesita implementar, estos programas de mantenimiento para ayudar incrementar, la vida útil de los equipos.
- Continuar con la investigación del origen y manuales de equipos ya que esto permitirá establecer los parámetros dentro de los cuales estos equipos deben trabajar.
- Es indispensable, la socialización de este documento, por parte del ente administrador ya que el personal de mantenimiento debe estar consciente de las actividades que realiza y los peligros a los que se encuentran expuesto en su trabajo diario.
- Se recomienda la aplicación de los programas de mantenimiento predictivo y preventivo, visualizando estos programas como una inversión, que permitirá planificar los trabajos a realizar sobre los equipos y de esta manera no incurrir en gastos urgentes los cuales sobrevienen por el daño repentino del equipo y su inmediata sustitución.



## 7 ANEXO.

## 7.1 ANEXO I. PLANES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

## A.1.1. Plan de mantenimiento preventivo para transformadores de potencia

Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping	Plan de Mantenimiento Preventivo	Frecuencia: Semanal	Hoja: 1/1
	Inspección General	Fecha:	
Instalación o Equipo a Inspeccionar: Transformador			
Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:			
Hora de Inicio: Normal: 2 horas		Hora Final:	Tiempo
Herramientas		Equipo de Protección	
Multímetro Amperímetro Probador de Aislamiento (Megger) Medidor de Relación de Transformación (DTR) Fuente de Alimentación Alterna (Autotransformador) Probador de Aceites		Casco Guantes Botas de Seguridad	
<b>RIESGOS DEL TRABAJO Y MEDIDAS PREVENTIVAS</b>			
1. Riesgos eléctricos. No manipular equipos y tocar cables bajo tensión. Solicitar aislamiento.			
2. Productos químicos. Utilizar guantes. Leer y conocer letreros de seguridad.			
3. Zonas con temperaturas altas. Precaución para no tocar partes calientes.			
<b>Equipo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor Nominal</b>	<b>Resultados</b>
<b>TRANSFORMADOR</b>	Verificación de conexiones del transformador y bushings		
	Verificación de niveles de aceite en bushings, tanque conservador, cambiador de taps bajo carga, relé Buchholz y en el reductor principal del mando a motor		
	Lectura de indicadores de temperatura		
	Verificación de existencia de fugas de aceite		
	Verificación de conexiones a tierra		
	Medida de niveles de ruido y vibraciones anormales		
	Pruebas de funcionamiento y verificación de operatividad de ventiladores		
	Verificación de operatividad de calefactores		
	Verificación de ausencia de humedad en el gabinete y estado de dispositivos del mando a motor		
	Inspección de los filtros de silica gel		
	Verificación de ausencia de humedad en el gabinete y estado de dispositivos del regulador automático de voltaje		
	Verificación de voltajes de prueba al regulador automático		
	Verificación de operatividad, mecanismos y posición del tap		
Verificación de anclaje del transformador			



	Limpeza de la porcelana de los bushings		
	Verificación de fallas de la pintura en general		
	Verificación del estado de los conexiones del cambiador de taps bajo carga		
	Verificación del mecanismo y fines de carrera al operar el cambiador de taps bajo carga a su rango máximo		
	Lubricación de engranajes del cambiador de taps bajo carga		
	Verificación de operatividad y ausencia de humedad en el relé Buchholz		
	Verificación de operatividad y ausencia de humedad en el relé de presión		
	Ajuste mecánico total del transformador		
	Ajuste de conexiones y terminales de bushings		
	Pruebas de resistencia de aislamiento en devanados		
	Pruebas dieléctricas de aceite aislante		
	Pruebas de factor de potencia de devanados y aceite		
	Pruebas físicas y químicas del aceite		
	Pruebas de funcionamiento de válvula de explosión y protección por elevación de temperatura		
	Pruebas de relación de transformación y polaridad		
	Pruebas de cortocircuito y circuito abierto		
	Prueba de resistencia de aislamiento a motores y mandos del sistema de enfriamiento		
<b>OBSERVACIONES:</b>			
<p>_____ <b>Firma del Ingeniero o Técnico</b></p>		<p>_____ <b>Gerente General</b></p>	



A.1.2. Plan de mantenimiento preventivo para interruptores de potencia

Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping	Plan de Mantenimiento Preventivo	Frecuencia: Semanal	Hoja: 1/1
	Inspección General	Fecha:	
<b>Instalación o Equipo a Inspeccionar:</b> Interruptores de Potencia			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b> Tiempo Normal: 2 horas		<b>Hora Final:</b>	
<b>Herramientas</b>		<b>Equipo de Protección</b>	
Multímetro Amperímetro		Casco Guantes Botas de Seguridad	
<b>RIESGOS DEL TRABAJO Y MEDIDAS PREVENTIVAS</b>			
<ol style="list-style-type: none"> <li>Riesgos eléctricos. No manipular equipos y tocar cables bajo tensión. Solicitar aislamiento.</li> <li>Productos químicos. Utilizar guantes. Leer y conocer letreros de seguridad.</li> <li>Zonas con temperaturas altas. Precaución para no tocar partes calientes.</li> </ol>			
<b>Equipo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor Nominal</b>	<b>Resultados</b>
<b>INTERRUPTORES</b>	Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general		
	Verificación del contador y engrase del mecanismo de trabajo		
	Verificación de conexiones, contactores, contactos auxiliares, switchs auxiliares		
	Verificación de existencia de fugas de aceite		
	Limpieza de bushings y contactos		
	Verificación de medidas de resistencia de contactos		
	Verificación de la hermeticidad del gas SF6		
	Verificación de contactos en la capacidad de ruptura y consumo de aire en la apertura menor a 1.5 kg/cm <sup>2</sup>		
	Verificación del funcionamiento continuo del compresor y fugas de aceite del amortiguador		
	Pruebas de operatividad de mecanismos de accionamiento local, remoto y por protección, apertura y cierre		
	Pruebas de factor de potencia		
	Pruebas de tiempo de cierre y apertura		
	Verificación de operatividad, mecanismos y posición del tap		
Pruebas de operatividad de válvulas de seguridad			



<b>OBSERVACIONES:</b>	
_____	_____
<b>Firma del Ingeniero o Técnico</b>	<b>Gerente General</b>



## A.1.3. Plan de mantenimiento preventivo para transformadores de medida

<b>Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping</b>	<b>Plan de Mantenimiento Preventivo</b>	<b>Frecuencia: Semanal</b>	Hoja: 1/1
	<b>Inspección General</b>	Fecha:	
<b>Instalación o Equipo a Inspeccionar:</b> Transformadores de Medida			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b> Normal: 2 horas		<b>Hora Final:</b>	<b>Tiempo</b>
<b>Herramientas</b>		<b>Equipo de Protección</b>	
Multímetro Amperímetro		Casco Guantes Botas de Seguridad	
<b>RIESGOS DEL TRABAJO Y MEDIDAS PREVENTIVAS</b>			
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Riesgos eléctricos. No manipular equipos y tocar cables bajo tensión. Solicitar aislamiento.</li> <li>2. Productos químicos. Utilizar guantes. Leer y conocer letreros de seguridad.</li> <li>3. Zonas con temperaturas altas. Precaución para no tocar partes calientes.</li> </ol>			
<b>Equipo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor Nominal</b>	<b>Resultados</b>
<b>TRANSFORMADOR DE CORRIENTE</b>	Verificación del estado de bushings, estructuras, niveles de aceite		
	Verificación de conexiones y puesta a tierra		
	Verificación de conexiones, contactores, contactos auxiliares, switches auxiliares		
	Pruebas de resistencia de aislamiento y factor de potencia		
	Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general		
	Inspección de despostillamiento, rajaduras y sedimentación en porcelana		
	Verificación de tubería, accesorios y fusibles		
	Inspección y limpieza de los componentes		
	Verificación del funcionamiento continuo del compresor y fugas de aceite del amortiguador		
	Verificación del estado de bushings, estructuras, niveles de aceite		
	Verificación de conexiones y puesta a tierra		
	Pruebas de resistencia de aislamiento y factor de potencia		







## A.1.4. Plan de mantenimiento preventivo para elementos de maniobra

<b>Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping</b>	<b>Plan de Mantenimiento Preventivo</b>	<b>Frecuencia: Semanal</b>	Hoja: 1/1
	<b>Inspección General</b>	Fecha:	
<b>Instalación o Equipo a Inspeccionar:</b> Elementos de Maniobra			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b> 2 horas		<b>Hora Final:</b>	<b>Tiempo Normal:</b>
<b>Herramientas</b>		<b>Equipo de Protección</b>	
Multímetro Amperímetro		Casco Guantes Botas de Seguridad	
<b>RIESGOS DEL TRABAJO Y MEDIDAS PREVENTIVAS</b>			
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Riesgos eléctricos. No manipular equipos y tocar cables bajo tensión. Solicitar aislamiento.</li> <li>2. Productos químicos. Utilizar guantes. Leer y conocer letreros de seguridad.</li> <li>3. Zonas con temperaturas altas. Precaución para no tocar partes calientes.</li> </ol>			
<b>Equipo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor Nominal</b>	<b>Resultados</b>
<b>RECONNECTADORES</b>	Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general		
	Verificación del ajuste de conexiones		
	Inspección y verificación de fugas de gas o aceite		
	Inspección y limpieza de polvo o contaminación de los componentes		
<b>SECCIONADORES</b>	Verificación de operatividad de calefactores y mecanismos del motor		
	Verificación del nivel de aceite debe estar lleno		
	Verificación de alineación de cuchillas, conexiones y anclaje		
	Pruebas de operatividad eléctrica y manual		
	Pruebas en cuernos de arco o anillos equipotenciales y limpieza en material de desgaste		
	Pruebas de operatividad manual identificando presión y alineamiento de contactos, facilidad de operación, ranuras, topes		
	Pruebas a puesta a tierra y verificación de daños		
	Limpieza de aisladores y contactos		



	Lubricación de contactos y partes móviles		
	Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general		
	Verificación del conmutador del motor y las escobillas		
	Pruebas de resistencia de aislamiento y de contactos del motor		
	Limpieza de contactos auxiliares, circuitos y fusibles del motor		
PARARRAYOS	Inspección y verificación de conexiones, contador de descargas y porcelana		
	Inspección y verificación de conexiones de línea y puesta a tierra		
	Verificación de la corriente de fuga		
	Pruebas de resistencia de aislamiento y factor de potencia		
	Pruebas y verificación de ajuste de anillos equipotenciales, conexiones aéreas y puesta a tierra		
	Limpieza de componentes		
	Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general		
	Inspección de despostillamiento, rajaduras y sedimentación en porcelana		
OBSERVACIONES:			
_____		_____	
Firma del Ingeniero o Técnico		Gerente General	



A.1.5. Plan de mantenimiento preventivo para malla de tierra y barras

<b>Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping</b>	<b>Plan de Mantenimiento Preventivo</b>	<b>Frecuencia: Semanal</b>	Hoja: 1/1
	<b>Inspección General</b>	Fecha:	
<b>Instalación o Equipo a Inspeccionar:</b> Malla de tierra, Barras y Tableros			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b>		<b>Hora Final:</b>	
<b>Tiempo Normal:</b> 2 horas			
<b>Herramientas</b>		<b>Equipo de Protección</b>	
Multímetro Amperímetro		Casco Guantes Botas de Seguridad	
<b>RIESGOS DEL TRABAJO Y MEDIDAS PREVENTIVAS</b>			
<ol style="list-style-type: none"> <li>Riesgos eléctricos. No manipular equipos y tocar cables bajo tensión. Solicitar aislamiento.</li> <li>Productos químicos. Utilizar guantes. Leer y conocer letreros de seguridad.</li> <li>Zonas con temperaturas altas. Precaución para no tocar partes calientes.</li> </ol>			
<b>Equipo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor Nominal</b>	<b>Resultados</b>
<b>MALLA DE PUESTA A TIERRA</b>	Verificación ajuste de conexiones de puesta a tierra		
	Inspección del calibre de conductor y electrodos de puesta a tierra, características técnicas		
	Verificación y prueba de resistencia de puesta a tierra		
	Verificación por muestreo la conexión de puesta a tierra a la malla de puesta a tierra		
	Limpieza de gravilla		
<b>BARRAS</b>	Pruebas de verificación visual térmicas		
	Inspección y verificación de soportes: cadenas, aisladores, grapas, conectores, barras, cable de guarda, estructuras		
	Verificación y prueba de conexiones de puestas a tierra en estructuras, cerramientos, puertas		
	Verificación de fallas de la pintura en general		
	Verificación de rotulación y señalización de dispositivos, elementos, cables y borneras		
	Verificación de equipos y accesorios		



**7.2 ANEXO II: CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO**

## A.2.1. Cronograma de mantenimiento preventivo

Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping	Cronograma de Mantenimiento Preventivo	Fecha de vigencia:	Hoja: 1/1
	Inspección General		
Actividades	Equipo de Pruebas	Ejecución	Frecuencia
<b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA</b>			
Verificación de fallas de la pintura en general	Visual	Energizado	1 VEZ/AÑO
Verificación de conexiones del transformador y bushings	Herramientas y material de limpieza	Energizado	2 VECES/AÑO
Verificación de niveles de aceite en bushings, tanque conservador, cambiador de taps bajo carga, relé Buchholz y en el reductor principal del mando a motor	Visual	Energizado	2 VECES/AÑO
Lectura de indicadores de temperatura	Visual	Energizado	2 VECES/AÑO
Verificación de existencia de fugas de aceite	Visual	Energizado	2 VECES/AÑO
Terminales y conexiones de puesta a tierra - ajustes	Herramientas y material de limpieza	Energizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de funcionamiento y verificación de operatividad de ventiladores y calefactores	Herramientas y material de limpieza	Desenergizado	2 VECES/AÑO
Medida de niveles de ruido y vibraciones anormales	Medidor de niveles de ruido	Energizado	2 VECES/AÑO
Verificación de ausencia de humedad en el gabinete y estado de dispositivos del mando a motor y regulador automático de voltaje	Visual	Energizado	2 VECES/AÑO
Verificación de voltajes de prueba al regulador automático	Dispositivo de voltajes de prueba	Desenergizado	2 VECES/AÑO
Verificación de operatividad, mecanismos y posición del tap	Visual y manual	Desenergizado	2 VECES/AÑO
Verificación y ajuste de conexiones de tierra y terminales	Visual, herramientas y material de limpieza	Energizado	2 VECES/AÑO
Verificación de anclaje del transformador	Visual y manual	Energizado	2 VECES/AÑO
Pruebas de resistencia de aislamiento en devanados	Probador de aislamiento	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas dieléctricas, físico-químico de aceite aislante	Probador de aceites	Desenergizado	2 VECES/AÑO O DE ACUERDO CON CROMATOGRAFÍAS



Pruebas de factor de potencia de devanados y aceite	Dispositivo de prueba de factor de potencia	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de funcionamiento de válvula de explosión y protección por elevación de temperatura	Visual y manual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de relación de transformación y polaridad	DTR	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de cortocircuito y circuito abierto	Dispositivo variable de voltaje	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Prueba de resistencia de aislamiento a motores y mandos del sistema de enfriamiento	Probador de aislamiento	Desenergizado	2 VECES/AÑO
<b>INTERRUPTORES DE POTENCIA</b>			
Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general	Visual	Energizado	1 VEZ/AÑO
Verificación del contador y engrase del mecanismo de trabajo	Herramientas y material de limpieza	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Verificación de conexiones, contactores, contactos auxiliares, switchs auxiliares	Visual	Energizado	2 VECES/AÑO
Limpieza de bushings y contactos	Herramientas y material de limpieza	Desenergizado	2 VECES/AÑO
Verificación de medidas de resistencia de contactos	Equipo de medición	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Verificación de la hermeticidad del gas SF6	Herramientas y visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Verificación de contactos en la capacidad de ruptura y consumo de aire en la apertura menor a 1.5 kg/cm <sup>2</sup>	Visual y manual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Verificación del funcionamiento continuo del compresor y fugas de aceite del amortiguador	Visual y manual	Energizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de operatividad de mecanismos de accionamiento local, remoto y por protección, apertura y cierre	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de factor de potencia	Dispositivo de prueba de factor de potencia	Desenergizado	2 VECES/AÑO
Pruebas de tiempo de cierre y apertura	Manual - Visual	Desenergizado	CADA 3 AÑOS
Pruebas de operatividad de válvulas de seguridad	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de resistencia de aislamiento de bushings y motor del compresor	Probador de aislamiento	Desenergizado	1 VEZ/AÑO



<b>TRANSFORMADORES DE MEDIDA (TC'S y TP'S)</b>			
Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general	Visual	Energizado	1 VEZ/AÑO
Verificación del estado de bushings, estructuras, niveles de aceite	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Terminales y conexiones de puesta a tierra - ajustes	Herramientas y material de limpieza	Energizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de resistencia de aislamiento y factor de potencia	Probador de aislamiento	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Inspección de despostillamiento, rajaduras y sedimentación en porcelana	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Verificación de tubería, accesorios y fusibles	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Inspección y limpieza de los componentes	Visual, herramientas y material de limpieza	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
<b>ELEMENTOS DE MANIOBRA (RECONECTADORES, SECCIONADORES y PARARRAYOS)</b>			
Verificación de fallas de la pintura o galvanizado en general	Visual	Energizado	1 VEZ/AÑO
Inspección y verificación de fugas de gas o aceite	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Terminales y conexiones de puesta a tierra - ajustes	Herramientas y material de limpieza	Energizado	1 VEZ/AÑO
Verificación del nivel de aceite debe estar lleno	Visual	Energizado	1 VEZ/AÑO
Verificación de alineación de cuchillas, conexiones y anclaje	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de operatividad eléctrica y manual	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas en cuernos de arco o anillos equipotenciales y limpieza en material de desgaste	Visual, herramientas y material de limpieza	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de resistencia de aislamiento y de contactos del motor	Probador de aislamiento	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Verificación del conmutador del motor y las escobillas	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Verificación de la corriente de fuga	Dispositivo de inyección de corriente	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Inspección y limpieza de los componentes	Visual, herramientas y material de limpieza	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
<b>MALLA DE PUESTA A TIERRA, BARRAS Y TABLEROS</b>			





Verificación de fallas de la pintura y limpieza en general	Visual y material de limpieza	Energizado	2 VECES/AÑO
Verificación ajuste de conexiones, calibre de conductor, electrodos de puesta a tierra	Manual - Visual	Energizado	1 VEZ/AÑO
Verificación y prueba de resistencia de puesta a tierra	Telurómetro	Energizado	CADA 2 AÑOS
Limpieza de gravilla	Herramientas y material de limpieza	Energizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de verificación visual térmicas	Dispositivo Termográfico	Energizado	1 VEZ/AÑO
Verificación y prueba de conexiones de puestas a tierra en estructuras, cerramientos, puertas	Telurómetro	Energizado	CADA 2 AÑOS
Inspección y verificación de soportes: cadenas, aisladores, grapas, conectores, barras, cable de guarda, estructuras	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas de disparos y alarmas a los relés	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO
Pruebas a equipos y sistemas de telecontrol	Manual - Visual	Desenergizado	1 VEZ/AÑO

**7.3 ANEXO III: PLAN DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO**

## A.3.1. Plan de mantenimiento correctivo para transformadores de potencia

Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping	Plan de Mantenimiento Correctivo	Fecha de Vigencia:	Hoja: 1/1
	Inspección General		
<b>Instalación o Equipo:</b> Transformador			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b>		<b>Hora Final:</b>	
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>REVISIONES</b>	<b>REPUESTOS</b>	
<b>HERRAMIENTAS Y MATERIALES</b>	<b>REGISTRO FOTOGRÁFICO</b>		
<b>OBSERVACIONES:</b>			
_____ <b>Firma del Ingeniero o Técnico</b>		_____ <b>Gerente General</b>	



## A.3.2. Plan de mantenimiento correctivo para interruptores de potencia

Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping	Plan de Mantenimiento Correctivo	Fecha de Vigencia:	Hoja: 1/1
	Inspección General		
<b>Instalación o Equipo:</b> Interruptores de Potencia			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b>		<b>Hora Final:</b>	
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>REVISIONES</b>	<b>REPUESTOS</b>	
<b>HERRAMIENTAS Y MATERIALES</b>	<b>REGISTRO FOTOGRÁFICO</b>		
<b>OBSERVACIONES:</b>			
_____ <b>Firma del Ingeniero o Técnico</b>		_____ <b>Gerente General</b>	



## A.3.3. Plan de mantenimiento correctivo para transformadores de medida

<b>Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping</b>	<b>Plan de Mantenimiento Correctivo</b>	Fecha de Vigencia:	Hoja: 1/1
	<b>Inspección General</b>		
<b>Instalación o Equipo:</b> Transformadores de Medida			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b>		<b>Hora Final:</b>	
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>REVISIONES</b>	<b>REPUESTOS</b>	
<b>HERRAMIENTAS Y MATERIALES</b>	<b>REGISTRO FOTOGRÁFICO</b>		
<b>OBSERVACIONES:</b>			
_____		_____	
<b>Firma del Ingeniero o Técnico</b>		<b>Gerente General</b>	



## A.3.4. Plan de mantenimiento correctivo para elementos de maniobra

<b>Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping</b>	<b>Plan de Mantenimiento Correctivo</b>	Fecha de Vigencia:	Hoja: 1/1
	<b>Inspección General</b>		
<b>Instalación o Equipo:</b> Elementos de Maniobra			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b>		<b>Hora Final:</b>	
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>REVISIONES</b>	<b>REPUESTOS</b>	
<b>HERRAMIENTAS Y MATERIALES</b>	<b>REGISTRO FOTOGRÁFICO</b>		
<b>OBSERVACIONES:</b>			
<hr/> <b>Firma del Ingeniero o Técnico</b>		<hr/> <b>Gerente General</b>	



## A.3.5. Plan de mantenimiento correctivo para malla de tierra, barras y tableros

<b>Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping</b>	<b>Plan de Mantenimiento Correctivo</b>	Fecha de Vigencia:	Hoja: 1/1
	<b>Inspección General</b>		
<b>Instalación o Equipo:</b> Malla de tierra, Barras y Tableros			
<b>Ingeniero o Técnico de Mantenimiento:</b>			
<b>Hora de Inicio:</b>		<b>Hora Final:</b>	
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>REVISIONES</b>	<b>REPUESTOS</b>	
<b>HERRAMIENTAS Y MATERIALES</b>	<b>REGISTRO FOTOGRÁFICO</b>		
<b>OBSERVACIONES:</b>			
_____ <b>Firma del Ingeniero o Técnico</b>		_____ <b>Gerente General</b>	

**7.4 ANEXO IV: ORDEN DE TRABAJO PARA MANTENIMIENTO**

## A.4.1. Orden de Trabajo para Mantenimiento

Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping	Orden de Trabajo	Fecha de Vigencia:	Hoja: 1/1
Número de Orden de Trabajo:		Empresa o Empresas Encargada de Mantenimiento	
Fecha Prevista de Inicio:			
Fecha Prevista de Fin:			
Tipo de Mantenimiento:			
<b>IDENTIFICACIÓN DEL ESTADO FÍSICO-OPERATIVO</b>			
<b>ELEMENTOS:</b>		<b>RESPONSABLES ORDEN DE TRABAJO</b>	
<b>EQUIPOS:</b>			
<b>DISPOSITIVOS:</b>			
<b>LUGAR DE TRABAJO</b>			
<b>DESCRIPCIÓN DEL MANTENIMIENTO A REALIZAR:</b>			
<b>REPORTE DE ACTIVIDADES</b>			
<b>NUMERO DE PERSONAS</b>		<b>NUMERO DE HORAS</b>	<b>HORAS PREVISTAS</b>
<b>PREVISTAS:</b>		<b>HORAS DE TRABAJO</b>	
<b>REALES:</b>		<b>HORAS EXTRAS TRABAJO</b>	
<b>TOTAL:</b>		<b>TOTAL</b>	
<b>FECHA REAL DE INICIO</b>		<b>HORA REAL DE INICIO</b>	
<b>FECHA REAL DE FIN</b>		<b>HORA REAL DE FIN</b>	
<b>DESCRIPCIÓN DEL MANTENIMIENTO REALIZADO</b>			
<b>INCIDENCIA DE LA EJECUCIÓN</b>			
<b>OPERACIÓN</b>		<b>NORMA/TÉCNICA</b>	
<b>ESTADO CLIMA</b>		<b>SEGURIDAD</b>	
<b>MATERIALES UTILIZADOS</b>			



<b>OBSERVACIONES</b>		
<b>CIUDAD</b>		<b>DIA / MES / AÑO</b>
<b>FIRMA RESPONSABLE:</b>		
<b>APROBADO POR:</b>		
<b>NOMBRE:</b> _____		
<b>FIRMA:</b> _____		



**7.5 ANEXO V: PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO**

## A.5.1. Plan de Mantenimiento Predictivo (Diagnóstico de Mantenimiento)

Subestación de Transformación C. C. Paseo Shopping	Plan de Mantenimiento Predictivo (Diagnóstico de Mantenimiento)	Fecha de vigencia:	Hoja: 1/1
	Inspección Técnica General		
Elementos Revisados	Estado del Elemento	Tipo de Mantenimiento Recomendado	Cambio o Reparación Requerida
<b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA</b>			
Inspección de fallas de la pintura en general			
Inspección de porcentaje de carga en horas pico			
Inspección de tanque principal y conservador por fugas de aceite			
Inspección de radiadores y ventiladores			
Inspección de relé Buchholz			
Inspección de termómetros			
Inspección de devanados, silica gel y conmutador de posiciones			
Inspección de conexiones, tuberías y accesorios			
Inspección de tablero de conexiones y borneras			
Inspección de protecciones			
<b>INTERRUPTORES DE POTENCIA</b>			
Inspección de fallas de la pintura o galvanizado en general			
Inspección del número de operaciones a corriente nominal y cortocircuito			
Inspección del estado de la porcelana (polos)			
Inspección de manómetros por presión de Gas (SF <sub>6</sub> )-Aceite			
Inspección de fugas de aceite y gas (SF <sub>6</sub> )			
Inspección de sistemas de accionamiento hidráulico y a resorte			
Inspección de equipo de llenado de gas (SF <sub>6</sub> )			
Inspección de conexiones, tuberías y accesorios			
Inspección de estructuras de soporte			
Inspección de apertura y cierre de contactos de potencia			
Inspección de mecanismo y bobinas de disparo manual			
<b>TRANSFORMADORES DE MEDIDA (TC'S y TP'S)</b>			
Inspección de fallas de la pintura o galvanizado en general			
Inspección del estado de la porcelana (polos)			
Inspección de caja de conexiones en baja tensión			



Inspección de conexiones, tuberías y accesorios			
Inspección de niveles y fugas de aceite			
Inspección de precisión de los núcleos de medida			
<b>ELEMENTOS DE MANIOBRA (RECONECTADORES, SECCIONADORES y PARARRAYOS)</b>			
Inspección de fallas de la pintura o galvanizado en general			
Inspección del estado de la porcelana (polos)			
Inspección de contactos de cierre			
Inspección de estructuras de soporte			
Inspección de conexiones, tuberías y accesorios			
Inspección de tablero de control			
Inspección de sistemas de apertura y cierre manual			
Inspección del brazo de corriente			
Inspección del alineamientos, articulaciones y partes móviles			
Inspección del número de descargas recibidas			
Inspección de la corriente de fuga			
Inspección de barrilas de accionamiento			
<b>MALLA DE PUESTA A TIERRA, BARRAS Y TABLEROS</b>			
Inspección de fallas de la pintura			
Inspección general del cable de aluminio			
Inspección de conexiones, tuberías y accesorios			
Inspección del calibre de conductores y resistencia de malla a tierra			
Inspección de hermeticidad, borneras, conectores, calefacción en tableros			
Inspección de alarmas			
Inspección del estado y clase de precisión de contactores			



## 8 BIBLIOGRAFIA

- Arrollo Sánchez, J. M. (2010). *Sub Estaciones*. La Mancha: Universidad de Castilla .
- B.S., D. (2002). *Ingeniería de Mantenimiento: Un Enfoque Moderno*. Boca Raton: CRCpress LLC.
- Blasco, P. (2009). *Mnaual de Sistema de Puesta a Tierra*. España: Universidad Politécnica de Valencia.
- Contreras, C. A., & Hernandez, E. J. (2002). Sistemas de control en subestaciones de alta tensión. *Revista Ciencia e Ingeniería*. Vol. 23 N0 2., 22.
- Contreras, C., & Hernández, E. (2002). *Sistemas de control en Subestaciones de Alta Tensión de control convencional control numérico*. Teletrol C.A.
- Electrificación, I. E. (1998). *Reglamento de Seguridad del Trabajo contra Riesgos en Instalaciones de Energía Eléctrica*. Ecuador.
- Empresa Distribuidora del Pacífica, S. (2015). *Manual de Mantenimiento para Sub Estaciones Eléctricas*.
- Fierro, R., & Hinostraza, M. (2010). *Diseño del Sistema de Puesta a Tierra de la SE del Nuevo Campus de la Universidad Politécnica Salesiana*. Guayaquil: Universidad Politécnica Salesiana.
- Fulgencio, A., Mejía, M., & Centeno, G. (2012). *Operación y Mantenimiento de Equipo Primario en S/E Convencionales Tipo Industriales*. Mexico: Instituto Politécnico Nacional de México.
- González, A., & Hechaverría, L. (2005). *Metodología para la Selección de Sistemas de Mantenimiento*. Mexico.
- (2011). *Introducción a los Sistemas de Potencia Electrica*.



Jimenez Meza, O. R., Gutierrez, V. C., & Enriquez, A. (2006). *Líneas de Transmisión y Distribución Eléctrica*. Mexico: Universidad Autónoma de Nuevo León.

*Manuel de Gestión de Mantenimiento*. (2005). Mexico.

Martinez, C. (2012). *Plan de Mantenimiento de los Servicios Auxiliares del SEN*. Venezuela: Universidad "SIMON BOLÍVAR".

OIL, E. (2008). *Manual de Mantenimiento en Sub Estaciones Eléctricas*. EE.UU.

Ojeda Torres, J. L. (2011). *Manual de Mantenimiento de Sub Estaciones*. Ecuador: Universidad de Cuenca.

Osorio, L. (2015). *Especificaciones Técnicas y Características Técnicas Garantizadas para Pararrayos*. Mexico: E.M.S.A.

Ramos Barrero, A. (2017). *Trabajo Especial de Grado: Proyecto de Sub Estación de Distribución 132/20kV*. Madrid, España.

Salomon, D. (1997). *Manual de Sub Estaciones Eléctricas*. Santo Domingo: Instituto Nacional Tecnológico de Formación Profesional.

Solla Sanz, J. M. (2012). *Sub Estaciones Eléctricas*. España: Universidad Laboral de Culleredo.

Stevenson, W. (1962). *Líneas Eléctricas*. Mexico.

Vasalles, A. (2010). <https://electricidad-viatger.blogspot.com/2010/01/proteccion-contra-sobretensiones>. *Electricidad*.