



ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJERCITO
ESPE – LATACUNGA

FACULTAD DE INGENIERÍA DE
EJECUCIÓN EN ELECTROMECAÁNICA

MONOGRAFÍA DE GRADO

“PLANIFICACIÓN Y PROGRAMACIÓN DEL
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA”

GABRIEL AUGUSTO NAZATE VALLEJO

Latacunga, Mayo del 2003

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo ha sido realizado por el Sr. GABRIEL AUGUSTO NAZATE VALLEJO, bajo nuestra dirección.

Ing. Pablo Mena
DIRECTOR

Ing. Misael Pazmiño
CO - DIRECTOR

DEDICATORIA:

A DIOS.

MARCO AURELIO Y ALBA SUSANA, MIS PADRES.

NANCY GABRIELA, MI NOVIA.

BYRON JAVIER, MI HERMANO.

A TODA MI FAMILIA.

AGRADECIMIENTO:

**GERENCIA DE EXPLOTACIÓN.
TRANSELECTRIC S.A.**

**Ing. GERARDO MORALES Z.
DIRECTOR TÉCNICO MOELECTRICITY S.A.**

**Ing. PABLO MENA.
Ing. MISAEL PAZMIÑO.**

**A TODAS LAS PERSONAS
QUE ME APOYARON PARA LA**

CULMINACIÓN DE ESTA MONOGRAFÍA.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
ANTECEDENTES	3

I.- METODOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO

1.1.- MISIÓN DEL MANTENIMIENTO	4
1.2.- CICLO DE MANTENIMIENTO	4
1.3.- DEFINICIÓN DE MANTENIMIENTO	5
1.4.- TIPOS DE MANTENIMIENTO	6
1.4.1.- MANTENIMIENTO CORRECTIVO	6
1.4.2.- MANTENIMIENTO PREVENTIVO	8
1.5.- FILOSOFÍA DEL MANTENIMIENTO	10
1.6.- METODOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO	11
1.6.1.- INSPECCIÓN	11
1.6.2.- CODIFICACIÓN	12
1.6.3.- PLANIFICACIÓN	12
1.6.4.- PROGRAMACIÓN	13
1.6.5.- EJECUCIÓN	14
1.6.6.- RETROALIMENTACIÓN	15
1.7.- SERVICIO TÉCNICO	16
1.7.1.- GRUPO DE MANTENIMIENTO Y SUS RESPONSABILIDADES	16
1.7.2.- CARACTERÍSTICAS DEL GRUPO DE MANTENIMIENTO	17

II.- SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA Y LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA

2.1.- SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA (SNT)	19
--------------------------------------------------------------	----

2.1.1.- IMPORTANCIA	19
2.1.2.- CARACTERÍSTICAS Y CONSTITUCIÓN DEL SNT	20
2.1.3.- CODIFICACIÓN	22
2.1.4.- SIMBOLOGÍA	25
2.1.5.- MAPA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (SNT)	26
2.2.- SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA	26
2.2.1.- DEFINICIÓN	26
2.2.2.- TIPOS DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN	27
2.2.3.- CONFIGURACIÓN DE BARRAS EN SUBESTACIONES	29
2.2.4.- EQUIPO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN	30
2.3.- SUBESTACIÓN SANTA ROSA	34
2.3.1.- IMPORTANCIA	34
2.3.2.- CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA	35
2.3.3.- DIAGRAMA UNIFILAR	37

III.- INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS EN LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA

3.1.- EQUIPO PRIMARIO	38
3.1.1.- TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP)	38
3.1.2.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC)	40
3.1.3.- DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP)	42
3.1.4.- PARARRAYOS (PY)	43
3.1.5.- DISYUNTORES (52)	45
3.1.6.- SECCIONADORES (89)	48
3.1.7.- TRANSFORMADOR Y AUTOTRANSFORMADOR DE POTENCIA	50
3.2.- BARRAJE Y SERVICIOS AUXILIARES	57
3.2.1.- TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES	57
3.2.2.- GENERADOR DE EMERGENCIA DIESEL	58
3.2.3.- BANCO DE BATERÍAS	59

3.2.4.- TABLERO DUPLEX, DE COMUNICACIÓN Y SERVICIOS AUXILIARES	61
3.2.5.- BARRAJE Y ESTRUCTURAS	62
3.3.- SERVICIOS GENERALES Y CIVILES	63
3.3.1.- SISTEMA DE ILUMINACIÓN	63
3.3.2.- SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO	63
3.3.3.- SISTEMA CONTRA INCENDIOS Y AGUA POTABLE	63
3.3.4.- CABLES, CANALETAS Y DUCTOS	64
3.3.5.- OTROS SERVICIOS	64

IV.- PLANIFICACIÓN Y PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA

4.1.- PLANIFICACIÓN	65
4.2.- PROGRAMA ANUAL DE INDISPONIBILIDAD DE EQUIPOS	65
4.3.- PROGRAMACIÓN ANUAL	66
4.3.1.- RUTINAS DE MANTENIMIENTO	67
4.3.2.- PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO	68
4.4.- ORDEN DE TRABAJO, PROCEDIMIENTO DE TRABAJO Y REPORTE DE TRABAJO	70
4.4.1.- ORDEN DE TRABAJO (O.T.)	70
4.4.2.- PROCEDIMIENTO DE LA ORDEN DE TRABAJO (P.O.T.)	72
4.4.3.- REPORTES DE TRABAJO	73
4.5.- RETROALIMENTACIÓN	74

V.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1.- CONCLUSIONES	75
5.2.- RECOMENDACIONES	76

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

ANEXO 1.

1.A. MAPA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN
ELÉCTRICA

1.B. MAPA DE LAS ZONAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

ANEXO 2. SIMBOLOGÍA

ANEXO 3. CONFIGURACIÓN DE BARRAS COLECTORAS

ANEXO 4. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA

ANEXO 5. PLANIFICACIÓN QUINQUENAL DE TRANSFORMADORES

ANEXO 6. PROGRAMA DE INDISPONIBILIDAD

ANEXO 7. RUTINAS DE MANTENIMIENTO

ANEXO 8. MANTENIMIENTO PREVENTIVO ANUAL

PROGRAMACIÓN ANUAL DE MANTENIMIENTO

ANEXO 9. ORDEN DE TRABAJO. EMISIÓN / EJECUCIÓN

ANEXO 10. PROCEDIMIENTOS DE LA ORDEN DE TRABAJO

ANEXO 11. REPORTE DE TRABAJO

“PLANIFICACIÓN Y PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA”

INTRODUCCIÓN

En los sistemas eléctricos de potencia conseguir una alta confiabilidad operativa de los equipos e instalaciones, es uno de los principales objetivos, por su elevado costo y la influencia en la calidad del suministro del servicio.

Ante la necesidad de tener una alta confiabilidad, es indispensable partir de una adecuada planificación y programación de mantenimiento lo cual tratándose de un sistema eléctrico, por su naturaleza compleja y de gran magnitud, requiere de una metodología adecuada que establezca lo más recomendable a seguir para tener el equipo en su mejor nivel de servicio.

La presente Monografía está dividida en cinco capítulos.

CAPITULO I

Trata de la metodología del mantenimiento, estudio de la teoría, tipos y ciclo de mantenimiento a demás la parte de planificación, programación, ejecución, evaluación y retroalimentación.

CAPITULO II

Presenta una descripción general del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y a la Subestación Santa Rosa, con sus partes, configuración e importancia que esta tiene para la transmisión de energía dentro del desarrollo del país.

CAPITULO III

En este capítulo se detalla el proceso de inspección y mantenimiento en los equipos de la subestación, relata los procedimientos de trabajo, que debe realizar el grupo de mantenimiento y las acciones correctivas a seguir en los equipos.

CAPITULO IV

Se describe la planificación y programación del mantenimiento preventivo, su ejecución mediante ordenes de trabajo y procedimientos, el control y evaluación mediante los reportes, que además servirán para una posterior retroalimentación de todo el programa de mantenimiento.

CAPITULO V

La última parte contiene las conclusiones y recomendaciones, referentes a la finalización de este trabajo.

En la presente Monografía se trata de considerar todas las necesidades para la ejecución de los trabajos por medio de las ordenes y procedimientos de trabajo, que son el desempeño laboral más importante que tiene un Técnico en Electromecánica, los riesgos que corre el personal, los equipos y herramientas necesarios para la ejecución de trabajos.

ANTECEDENTES

Mediante escritura pública, otorgada el 13 de enero de 1999, se forma la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica TRANSELECTRIC S.A., y comenzó a operar en abril de 1999, cuyo objetivo principal es la Transmisión de Energía Eléctrica, por medio del **SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (SNT)**, garantizando el libre acceso a las redes de transmisión a todos los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

TRANSELECTRIC S.A. opera un conjunto de subestaciones y líneas de transmisión eléctrica en tensiones de 230 kV y 138 kV (Anexo 1.A.), que transportan la energía eléctrica de las empresas generadoras hacia las empresas de distribución en todo el país. Se dispone de: 1251 Km. de líneas de 230 kV, 1481 Km. de líneas de 138 kV y 26 subestaciones de transmisión a nivel nacional con una capacidad de transformación de 4382 MVA.

La disponibilidad de las instalaciones está garantizada a través de 4 unidades de operación y mantenimiento del SNT, distribuidas estratégicamente dentro del territorio nacional y son: Unidad Norte, Unidad Sur, Unidad Occidental y Unidad Noroccidental. (Anexo 1.B.)

Debido a la confiabilidad y calidad de servicio que debe prestar el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), se requiere un exigente programa de mantenimiento, tanto para líneas como para las subestaciones de transmisión, el cual debe estar basado en condiciones de operación muy adversas para el equipo, con el debido deterioro de los mismos.

I.- METODOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO

1.1.- MISIÓN DEL MANTENIMIENTO

La misión del mantenimiento en un sistema, equipo o elemento es no dejar disminuir su confiabilidad operativa, realizando los trabajos necesarios para mantenerlos en condiciones normales.

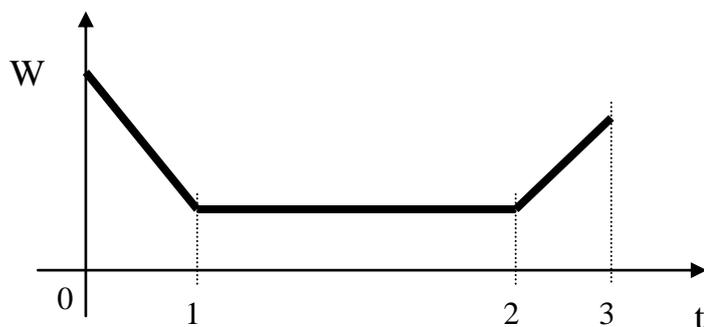
Para una adecuada calidad del servicio de mantenimiento, el personal debe ser calificado para realizar dichos trabajos, lo que realmente se está consiguiendo es regresar los recursos a su confiabilidad operativa óptima, permitiendo que el servicio continúe dentro de los parámetros establecidos.

1.2.- CICLO DE MANTENIMIENTO

El ciclo de mantenimiento, para cada equipo se determina por sus condiciones de operación, su constitución, calidad de mantenimiento, instrucciones de los fabricantes y normas de explotación.

Dentro del ciclo de mantenimiento cuando la frecuencia de fallas (W) es elevada, cada vez menor es la obtención de un servicio de calidad de los equipos.

Figura 1.1.- Curva del ciclo de mantenimiento



W = frecuencia de fallas en el equipo.

t = tiempo de explotación del equipo.

0 – 1 Periodo Inicial.- En este periodo se presenta una frecuencia de fallas muy elevada en el equipo y decreciente con el tiempo. Esto se debe a la influencia o a daños producidos en el transporte, montaje, calibración, control y pruebas de operación en los equipos (Fig.1.1.).

1 – 2 Periodo Útil.- La frecuencia de fallas en el equipo tiende a estabilizarse y ser constante en un determinado valor, durante este periodo de operación las fallas son de carácter aleatorio e impredecibles.

En el periodo de vida útil, entre los puntos 1 – 2 (ver Fig. 1.1.), se efectúa el servicio técnico de mantenimiento preventivo en los equipos.

2 – 3 Periodo Final.- En este periodo la frecuencia de fallas en el equipo va en aumento. La frecuencia de fallas ocurre por el cansancio de los materiales, deterioros debido a los esfuerzos a los que estuvo sometido y a trabajos de mantenimiento preventivo inadecuado por lo que disminuye la confiabilidad del equipo. Por lo que para mejorar su confiabilidad operativa es indispensable realizar trabajos de mantenimiento correctivo (Fig. 1.1.).

1.3.- DEFINICIÓN DE MANTENIMIENTO

“Mantenimiento es el conjunto de actividades y acciones encaminadas a mantener o recuperar la confiabilidad de los equipos, garantizando la máxima disponibilidad de los mismos y conservándolos en óptimas condiciones de operación”^{1/}.

El mantenimiento se refiere a todos los trabajos que son necesarios hacer con objeto de proporcionar un servicio de calidad. Es importante notar que, basados en un servicio de calidad, debemos escoger los equipos que nos aseguren obtener este servicio; el equipo queda en segundo término, pues si no proporciona lo que pretendemos,

^{1/} Mena Pachado. Confiabilidad de Sistemas de Potencia. Pág. 30.

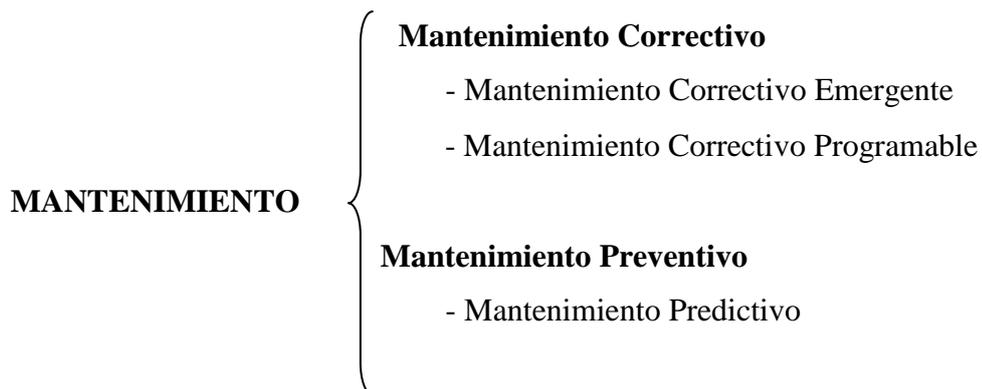
debemos cambiarlo por el adecuado. Por ello, hay que recordar que el equipo es un medio y el servicio es el fin que deseamos conseguir.

Cualquier clase de trabajo hecho en sistemas, subsistemas, equipos, máquinas, etc. para que éstos continúen o regresen a proporcionar un servicio de calidad, son trabajos de mantenimiento, pues están ejecutados con ese fin.

1.4.- TIPOS DE MANTENIMIENTO

El mantenimiento se divide en los siguientes tipos:

Figura 1.2.- Tipos de mantenimiento



1.4.1.- MANTENIMIENTO CORRECTIVO

“Es la actividad humana teniendo en cuenta conocimientos técnicos, desarrollada en los recursos de una empresa, cuando a consecuencia de una falla han dejado de proporcionar la calidad del servicio esperada”^{2/}.

Al ejecutar trabajos de mantenimiento correctivo se corrige las fallas por defectos en materiales, fatiga de materiales, condiciones severas de trabajo,

^{2/} Douce Villanueva E. La Productividad en el Mantenimiento Industrial. Pág. 43.

operaciones inseguras o inadecuadas y trabajos de mantenimiento preventivo mal ejecutados.

1.4.1.1.- Mantenimiento correctivo emergente

El mantenimiento correctivo emergente se refiere a las actividades que se realiza de forma inmediata, debido a que algún equipo que proporciona servicio vital ha dejado de hacerlo, por cualquier causa, teniendo que actuar de forma emergente y en el mejor de los casos, bajo una planificación emergente en sitio.

Las labores que en este caso deban realizarse, tienen por objeto la recuperación inmediata de la calidad de servicio; así, el personal de mantenimiento debe efectuar trabajos correctivos, para volver a poner en funcionamiento al equipo con una adecuada confiabilidad operativa.

1.4.1.2.- Mantenimiento correctivo programable

El mantenimiento correctivo programable se refiere a las actividades que se deben efectuar en equipos, los cuales tengan alguna falla o defecto pero que no interfieran con su confiabilidad y proporcionar un servicio normal. Estos trabajos aunque necesarios, no son indispensables para dar un buen servicio, por lo que es mejor programar su atención, por cuestiones económicas; de esta forma, pueda compaginarse dichos trabajos con los programas de mantenimiento preventivo.

1.4.2.- MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Se lo puede definir como “la actividad humana, teniendo presente conocimientos técnicos y con el apoyo de equipos, materiales e insumos, desarrollada en los recursos de una empresa, con el fin de garantizar que la calidad de servicio que éstos proporcionen, continúe dentro de los límites establecidos”^{3/}.

Con esta definición se concluye que toda labor de conservación que se realice con los recursos de la empresa, sin que dejen de ofrecer la calidad de servicio esperada, debe catalogarse como de mantenimiento preventivo.

Este tipo de mantenimiento siempre es programable y existen en el mundo muchos procedimientos para llevarlo a cabo.

El **procedimiento de mantenimiento preventivo** se define como un sistema permanente de diagnóstico que permite detectar con anticipación la posible pérdida de la calidad de servicio que esté entregando un equipo. Esto nos da la oportunidad de planificar y programar trabajos de mantenimiento preventivo para mantener una calidad de servicio esperada.

En el mantenimiento preventivo, los trabajos por efectuar proceden de un diagnóstico permanente derivado de inspecciones continuas utilizando transductores (captadores y sensores), que tienen la propiedad de cambiar cualquier tipo de energía (lumínica, sonora, radiante, vibratoria o calorífica), en señales de energía eléctrica, las cuales son enviadas a una unidad electrónica procesadora o a circuitos de control que analizan e informan del buen o mal estado de funcionamiento del equipo en cuestión.

Este tipo de mantenimiento, requiere para su aplicación, de un estudio profundo del recurso que se va a mantener, conocer sus partes vitales, su tiempo de vida

^{3/} Douce Villanueva E. La Productividad en el Mantenimiento Industrial. Pág. 44.

útil, calidad de servicio que se espera de cada una de ellas, así como de su conjunto, con objeto de conocer la posición y el funcionamiento de los transductores, circuitos, ajustes de acuerdo con la normas y tolerancias para que todas las variaciones que éstos registren sean enviadas a la unidad electrónica procesadora o a los circuitos de control para que permitan el funcionamiento de los elementos de protección.

1.4.2.1.- Características del mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo debe ser planeado, lo que significa determinar mano de obra, procedimiento a realizar y materiales necesarios. Sin embargo, se puede hablar de ahorros en las operaciones de mantenimiento preventivo, debido a que:

- Disminuye el riesgo de fallas del equipo e instalaciones.
- Disminuye el tiempo extra del personal de mantenimiento.
- Permitir una mejor utilización de la mano de obra, designando el personal apropiado para la ejecución de determinados trabajos de mantenimiento, eliminando la improvisación.
- Dar una mejor utilización de los materiales.
- Mantener el equipo eléctrico en operación a su máxima capacidad.

Algunos elementos claves de un programa de mantenimiento preventivo del equipo son:

- 1) Establecer una biblioteca de servicio del equipo, consistente en boletines, manuales, esquemas, listas de partes y reportes.
- 2) Cada falla debe ser completamente investigada y su causa determinada y documentada.

1.4.2.1.- Mantenimiento predictivo

Este procedimiento de mantenimiento preventivo, consiste en el monitoreo continuo de equipos, aparatos y elementos con el propósito de detectar y evaluar cualquier pequeña variación en su funcionamiento o desvió en su comportamiento, antes de que se produzca una falla o pérdida en la calidad de servicio.

Los trabajos de mantenimiento predictivo constan de inspecciones a intervalos regulares de tiempo y toman acciones para predecir las fallas o evitar las mismas según su condición. Se incluyen las inspecciones objetivas (con instrumentos) y subjetivas (con los sentidos), así como la reparación por defecto (falla potencial).

Los procedimientos para una acción de mantenimiento predictiva deben incluir:

- Determinar los equipos de prueba que se requieran para la implementación de trabajos de mantenimiento predictivo.
- Determinación de los pasos necesarios para tratar cualquier problema que requiera acción predictiva en el marco del Programa de Mantenimiento.
- Determinar los costos y la justificación para la implementación de trabajos de mantenimiento predictivo en términos financieros.

1.5.- FILOSOFÍA DEL MANTENIMIENTO

En décadas anteriores el mantenimiento no obtuvo el enfoque debido, el servicio que presta fue minimizado; hoy en la actualidad el mantenimiento se basa en la calidad de un servicio esperado.

El mantenimiento se lo debe realizar con los costos estrictamente necesarios y con los recursos humanos suficientes para realizar esta actividad.

Frecuentemente la filosofía del mantenimiento implica la forma de realizar el mantenimiento, considerando los tipos de mantenimiento, los conocimientos técnicos del grupo de mantenimiento y las características técnicas de los equipos a los cuales se va a realizar el trabajo, esto lleva a la creación de una tecnología del saber despiezar determinado equipo.

Con la filosofía de mantenimiento y las políticas de la empresa se puede considerar el tipo de mantenimiento a aplicar en los equipos e instalaciones.

1.6.- METODOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO

1.6.1.- INSPECCIÓN

La inspección es realizada por el personal encargado de la operación de los equipos; ellos indican eventualidades en los circuitos de control, protección y por condiciones visibles en el exterior de los equipos.

Las inspecciones visuales se llevan a cabo cuando el equipo está operando. Tienen el propósito de describir determinadas condiciones en los equipos como: lubricación defectuosa, operación inadecuada, ruidos anormales, fallas en la calefacción, vibración, fugas de aceite o gas, temperatura excesiva y la disminución en los niveles de aceite.

Algunas condiciones de reparación se puede encontrar simplemente observando como son las fallas en la velocidad de operación y por sobrecalentamiento.

Las inspecciones mensuales son realizadas por personas del grupo de operación y cualquier anomalía es reportada al departamento de mantenimiento para poder tomar acciones correctivas, dependiendo de la causa o falla en el equipo.

1.6.2.- CODIFICACIÓN

La codificación se realiza para la identificación de una sección, máquinas, equipos, elementos, instalaciones, accesorios, etc.

En los equipos e instalaciones se requiere una rotulación con la respectiva codificación, la que nos permite una rápida y segura localización de cada una de ellas.

Debido a que existen características similares entre algunos de los equipos de una misma instalación se necesita una manera de diferenciarlos de otros y la codificación es la forma de hacerlo.

Esta codificación es muy importante al establecer una biblioteca del equipo, al llenar carpetas de vida, pruebas de análisis, ordenes, procedimientos y reportes de trabajo, además de su representación en planos y gráficas.

1.6.3.- PLANIFICACIÓN

La planificación se trata de analizar cual es la mejor forma de realizar todo un programa de mantenimiento, y en que tiempo se lo debe realizar o con que frecuencia.

En planificación se debe establecer y mantener un plan general para las operaciones de mantenimiento, el trabajo de la planificación es analizar contratos,

solicitudes de trabajos, nuevas especificaciones y detalles parecidos que puedan producir un trabajo de mantenimiento adicional.

Hay que tener en cuenta las tareas de mantenimiento que se deben ejecutar en un equipo y poderlas unir con otras, para así poder realizar todo un conjunto de tareas de mantenimiento dirigido a la verificación de la calidad de servicio en determinado equipo, sin desperdiciar tiempo ni recursos humanos.

Generalmente depende de la filosofía de la empresa la planificación y la determinación de tiempo para poderla cumplir, a demás de la vida útil del equipo.

1.6.4.- PROGRAMACIÓN

Los trabajos de mantenimiento improvisados ocasionan paradas innecesarias que a menudo llevan a la realización de un mantenimiento correctivo, esta forma de mantenimiento es muy costosa, debido a que no es posible decidir que trabajo va a ser ejecutado.

Por ello se justifica la importancia del mantenimiento programable, ya que se efectúa con el fin de evitar fallas que generen trabajos correctivos y se programa dependiendo de las rutinas de mantenimiento de cada equipo en base a diseño, condiciones del trabajo, recomendaciones de fabricantes, inspecciones realizadas que permiten evitar improvisaciones o daños innecesarios.

No es únicamente los trabajos de mantenimiento preventivo que deben ser programados sino también las tareas atrasadas o reparaciones que consten como mantenimiento correctivo programable.

La programación general mostrará la naturaleza y magnitud de cada tarea de mantenimiento para un tiempo determinado. Esta programación general será

flexible, no fija, pues es básicamente una proyección en el futuro y sujeta a cambios.

Es conveniente establecer la programación general sobre una base móvil (de 90 días o 12 meses) dependiendo del grado de cambio probable en toda la tarea de mantenimiento.

Como las Ordenes de Trabajo de Mantenimiento se emiten para autorizar trabajos específicos, se hace necesario una programación detallada en unidades de tiempo.

La programación se realiza de forma técnica, aquí también se elaboran las Ordenes de Trabajo (O.T.) y Procedimientos de las Ordenes de Trabajo (P.O.T.), para un periodo de tiempo determinado.

1.6.5.- EJECUCIÓN

La ejecución del mantenimiento se lo realiza por parte del grupo de mantenimiento, en forma planificada y siguiendo un conjunto de pasos.

Para la ejecución de un trabajo primeramente se lo debe haber planeado y luego constar en el programa anual de mantenimiento correspondiente al año vigente.

Se debe realizar la Orden de Trabajo por parte la autoridad pertinente y reconocer un Jefe de Trabajo y el grupo que lo acompañara a la realización del trabajo.

El grupo debe seguir los pasos descritos en los Procedimientos de la Orden de Trabajo para la realización de la actividad, en la cual se han descrito los materiales, herramientas, equipos necesarios y tiempo estimado para cumplir el trabajo.

Todas las observaciones y novedades que sucedieron para la ejecución del trabajo, deben constar en el Reporte de Trabajo, que se lo debe realizar al culminar toda la actividad de mantenimiento y en condiciones normales de funcionamiento de equipo. Estas actividades de trabajo deben ser realizadas por un grupo de mantenimiento.

1.6.6.- RETROALIMENTACIÓN

La retroalimentación es una parte fundamental dentro del mantenimiento y se encarga de la revisión de novedades y observaciones dentro de la realización de las actividades de mantenimiento con los Reportes de Trabajo.

Además de la información del trabajo requerida para la planificación y programación, es igualmente importante tener una retroalimentación sobre acciones reales en términos de novedades y del tiempo real consumido por el grupo de mantenimiento para la realización de determinado trabajo.

Con ello se logra corregir dentro de los procedimientos:

- Falta de herramientas y equipos al momento de realizar la actividad de mantenimiento.
- Si para determinadas actividades es adecuado el personal seleccionado.
- Si el grupo requiere de otros materiales e insumos para realizar el trabajo.
- Tener una adecuada secuencia de tareas dentro de los Procedimientos de la Orden de Trabajo.
- Y todas las anomalías que se puedan corregir para los siguientes programas de mantenimiento.

Conocidas las novedades se puede corregir, y así cambiar procedimientos de trabajo en determinados equipos, mejorar planificaciones y programaciones para periodos futuros.

1.7.- SERVICIO TÉCNICO

Se lo lleva a cabo para conservar la confiabilidad operativa del equipo durante el tiempo de explotación del mismo.

Prever el cuidado de equipos, inspecciones, vigilancia sistemática de su estado, control del régimen de trabajo, observación de las normas de explotación e instrucciones del fabricante.

El servicio técnico debe ser realizado por el grupo de mantenimiento y esto debe ser planificado y programado dentro de un determinado tiempo y previsto con los documentos necesarios.

1.7.1.- GRUPO DE MANTENIMIENTO Y SUS RESPONSABILIDADES

El grupo de mantenimiento aumenta su responsabilidad de acuerdo con la complejidad o la modernidad de los equipos, máquinas o elementos que se encuentren a su control. El grupo de mantenimiento debe programar sus actividades para no interferir con la producción y no permitir el paro de máquinas o elementos importantes dentro de una instalación.

Dentro de las funciones del grupo de mantenimiento están las siguientes:

- Planificación y programación del mantenimiento.
- Ejecución de trabajos de mantenimiento en los equipos de una instalación.
- Participación en la puesta en servicio de nuevos equipos o máquinas.
- Almacenamiento de productos, repuestos, materiales, herramientas adecuadas y equipos necesario para la realización trabajos..
- Conocimiento integral de los equipos a ser mantenidos.

El personal de mantenimiento encabezado por el Jefe de Trabajo para la ejecución de los trabajos debe verificar el cumplimiento de los siguientes puntos:

- Solicitar la confirmación de la consignación del equipo al que se va a realizar el mantenimiento.
- Realizar las actividades de mantenimiento, dentro del procedimiento de trabajo para cada equipo.
- Finalizar trabajos de mantenimiento dentro de los plazos de tiempo establecidos.
- Utilizar adecuadamente herramientas, equipos, materiales e insumos.
- Reportar novedades dentro de la ejecución del mantenimiento.
- Registrar y reportar acerca de la ejecución del trabajo.
- Realizar informes de terminación del trabajo y estado del equipo en el que se intervino.
- Cumplir con las normas de seguridad industrial.
- Actualizar la hoja de vida de los equipos.

1.7.2.- CARACTERÍSTICAS DEL GRUPO DE MANTENIMIENTO

Todo el grupo debe conocer las planificaciones y programas que se realizaran en las fechas presentes, aproximadamente por un año. Deben conocer de manera clara los procedimientos de mantenimiento requeridos para determinados equipos y cumplir con cabalidad sus responsabilidades, debe también tenerse en cuenta los siguientes puntos:

- Debe tener conocimiento acerca de la especialidad y de la operación de los equipos.
- Debe aplicar la seguridad industrial dentro de los trabajos de mantenimiento.
- Comprender la necesidad de un buen mantenimiento.
- Debe cumplir con la programación y los procedimientos de mantenimiento.

- Estar seguro de sus actos y decisiones en el momento de realizar el mantenimiento.
- Solicitar asistencia técnica en el caso del desconocimiento de ciertas actividades.

II.- SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA Y LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA

2.1.- SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA (SNT)

2.1.1.- IMPORTANCIA

La ley de Régimen del Sector Eléctrico, y sus reformas permitieron que INECCEL, en proceso de liquidación, constituya sociedades anónimas de generación y de transmisión; de ahí que mediante escritura pública, otorgada el 13 de enero de 1999, se forma la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica TRANSELECTRIC S.A., cuyo objetivo principal es la Transmisión de Energía Eléctrica, por medio del **SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (SNT)**, garantizando el libre acceso a las redes de transmisión, a todos los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), los distribuidores y los grandes consumidores.

El servicio que debe prestar TRANSELECTRIC S.A. responde a la concepción que fija la Ley del Régimen Eléctrico, en su Art. 33, y el Reglamento Sustitutivo al Reglamento General (los Art. 85, 86 y 90), permite operar sus instalaciones en tiempo real, cumpliendo, por un lado, con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad; y por otro, realizando las acciones de control necesarias para mantener las condiciones y parámetros que establecen las normas y reglamentos pertinentes. El cumplir con estos objetivos permite expandir el **SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (SNT)**, y el libre acceso a su capacidad de transmisión a generadores, distribuidores y grandes consumidores, con un trato igualitario, sin discriminaciones, ni premios.

Las instalaciones del SNT propiedad de TRANSELECTRIC S.A. operan básicamente, a dos tensiones 230 KV y 138 KV (ANEXO 1.A.), aunque en los puntos de entrega a las empresas eléctricas distribuidoras se tienen diversos voltajes como 69, 46 y 34.5 kV.

Las instalaciones que la compañía posee son:

TABLA 2.1. Instalaciones del SNT.

Líneas de Transmisión de 230 KV	1251.5 Km.
Líneas de Transmisión de 138 KV	1481.3 Km.
Capacidad Global de Transformación	4382.3 MVA.
Total General de Posiciones	230
Total de Estructuras	6011

La explotación del SNT se realiza en tiempo real; para hacer frente a los retos y obligaciones que se ha impuesto la compañía, se tiene previsto un ambicioso plan de cumplimiento de normas y estándares de calidad internacional, en un ambiente de administración por procesos.

Los macroprocesos sobre los que se trabaja en explotación son:

- Operación del SNT, tanto desde el punto de vista del conjunto integrado, como de las instalaciones de cada subestación; trabajo que realiza el Centro de Operación de Transmisión (C.O.T.) en coordinación con el CENACE.
- Mantenimiento del SNT, mediante planificaciones y programas.
- Evaluación periódica de la aplicación de tarifa de transmisión del MEM.

2.1.2.- CARACTERÍSTICAS Y CONSTITUCIÓN DEL SNT

Las instalaciones del Sistema Nacional de Transmisión Eléctrica SNT tienen como:

- Voltajes de Transmisión: 230 KV y 138 KV.
- Voltajes para Subtransmisión: 69 KV, 46 KV, 34.5 KV

El corazón del Sistema Nacional de Transmisión SNT está conformado por un anillo troncal de doble circuito que opera a la tensión de 230 KV, y pasa por las subestaciones: Molino, Riobamba, Totoras, Santa Rosa, Santo Domingo, Quevedo, Pascuales y Milagro.

Al ocurrir fallas, el impacto es asimilado por el sistema de anillo doble; pues de presentarse alguna anomalía o perturbación en uno de los circuitos, el flujo de energía eléctrica continúa transmitiéndose por el circuito que se mantiene en operación normal y en el caso de ocurrir una interrupción en los dos circuitos, la transmisión de energía se mantiene y se aísla el tramo que presenta problemas.

El manejo técnico y administrativo del SNT se cumple mediante cuatro unidades de transmisión, distribuidas estratégicamente en el territorio nacional, de acuerdo con las actuales instalaciones y a las que se prevean en el futuro.

Cada unidad dispone de una jefatura técnico-administrativa, soportada por brigadas de mantenimiento de líneas de transmisión y de subestaciones; cuenta además con personal de apoyo logístico y administrativo básico que permite satisfacer los requerimientos rutinarios y emergentes de la operación y el mantenimiento de instalaciones bajo su responsabilidad.

Las unidades de transmisión (ANEXO 1.B.) son:

TABLA 1.2. Unidades de transmisión.

Unidad Norte	Sede: Subestación Santa Rosa
Unidad Noroccidental	Sede: Subestación Santo Domingo
Unidad Occidental	Sede: Subestación Pascuales
Unidad Sur	Sede: Subestación Cuenca

- La Unidad Norte tiene a su responsabilidad las subestaciones: Tulcán, Ibarra, Móvil, Vicentina, Santa Rosa, Mulalo, Pucara, Ambato, Totoras y Riobamba.

- La Unidad Noroccidental tiene a su cargo las subestaciones: Esmeraldas, Santo Domingo, Quevedo, Chone y Portoviejo.
- La Unidad Occidental tiene a su responsabilidad las subestaciones: Pascuales, Salitral, Policentro, Trinitaria, Milagro, Santa Elena, Babahoyo, Posorja, Machala y San Idelfonso.
- La Unidad Sur se encarga del mantenimiento de las subestaciones: Cuenca y Loja.
- Transelectric S.A. se encarga del mantenimiento de la Subestación Molino.

2.1.3.- CODIFICACIÓN

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) a adoptado la siguiente codificación o nomenclatura básica para la identificación de equipo primario en los patios de subestaciones:

2.1.3.1.- Niveles de voltaje

- 0 Para Niveles de Voltaje de Subtransmisión (69 KV – 46 KV)
- 1 Para Niveles de Voltaje de Transmisión (138KV)
- 2 Para Niveles de Voltaje de Transmisión (230KV)
- 3 Para Niveles de Voltaje de Subtransmisión (34.5 KV)

2.1.3.2.- Equipo primario

- Seccionadores 89.
 - 1 Seccionador más cercano a la barra.
 - 3 Seccionador más cercano al ingreso de una línea.
 - 4 Seccionador de Puesta a Tierra usando, generalmente al ingreso de una línea de transmisión, tienen un punto común con el Seccionador 3.
 - 5 Seccionador de By Pass en el esquema de Doble Barra o de Reserva en el esquema de Barra Principal y de Transferencia.
 - 6 y 8 Seccionadores de Puesta a Tierra adyacente a los Seccionadores de los Disyuntores de Acoplamiento y de Transferencia.
 - 7 Seccionador que sirve para conectar la posición a la Barra 1 en el esquema de Doble Barra.
 - 9 Seccionador que sirve para conectar la posición a la Barra 2 en el esquema de Doble Barra.

En subestaciones de diseño anterior se conserva la nomenclatura propia de las mismas que designan a los equipos de acuerdo con su ubicación.

- B Seccionador que sirve para conectar la posición a la Barra.
- L Seccionador que sirve para conectar la posición a la Línea.
- R Seccionador de By Pass o de Reserva en el esquema de Barra Principal.
- BP Seccionador que sirve en reemplazo del Disyuntor de Posición el esquema de Barra Única.
- G Seccionador de Puesta a Tierra.

- Disyuntores 52

2 Generalmente se denomina con este número a todos los disyuntores.

Ø Disyuntor de Acoplamiento o de Transferencia.

- Transformadores

T Para Transformadores propiamente dichos.

AT Para Autotransformadores.

2.1.3.3.- Fases

Las fases se las designa en base a un convenio que establece que las fases se las denominará como A, B, C, ubicándose desde el lado en que este instalado el Equipo de Mando y de izquierda a derecha.

2.1.3.4.- Ejemplos

Entonces para proceder a la codificación de los equipos se realiza de la siguiente manera:

- 1) Número de código del nivel de voltaje al que pertenece el equipo.
- 2) Número o letra de la posición en que se encuentra o número de la línea de transmisión dependiendo el caso.
- 3) Número de la codificación dependiendo del seccionado o disyuntor.

Código 89 - 237

- 89 representa a la nomenclatura de un seccionador.
- El 2 representa el nivel de voltaje de 230 KV, es decir corresponde al patio de maniobras de 230 KV.
- El 3 representa a la tercera línea de transmisión que llega de otra subestación.
- El numero 7 representa a l seccionador que sirve para conectar la posición en la Barra 1 en el esquema de Doble Barra.

Código 52 - 2Ø2

- 52 representa a la nomenclatura de un disyuntor.
- El 2 representa el nivel de voltaje de 230 KV, es decir corresponde al patio de maniobras de 230 KV.
- El Ø representa al disyuntor de Acoplamiento.
- El numero 2 representa un disyuntor, según la codificación establecida.

2.1.4.- SIMBOLOGÍA

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y TRANSELECTRIC S.A. a adoptado una simbología básica que permita la representación de equipo primario en una subestación de transmisión, lo cual permitirá el reconocimiento de los diversos equipos.

La simbología es empleada en la representación grafica de equipos en las instalaciones de las subestaciones, en planos de montaje, diagramas unifilares y otros.

La simbología utilizada se encuentra representada en el Anexo 2.

2.1.5.- MAPA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (SNT)

En el mapa del SNT (Anexo 1), se encuentran representadas las líneas y subestaciones de transmisión que se encuentran en todo el país.

Se puede observar claramente el anillo doble que opera a 230 KV, conformado en el mapa con color azul, también se puede observar las diferentes líneas de transmisión que permiten la entrada y salida del flujo de corriente al sistema, por medio de color rojo y que operan a 138 KV y que permite la transmisión de energía eléctrica a las partes más alejadas del anillo principal.

También se detallan algunas líneas y subestaciones de transmisión que operan a 69 KV especialmente en el Oriente del Ecuador.

Como característica importante de este mapa se puede observar las distancias en kilómetros entre subestaciones, es decir las longitudes de las líneas de transmisión. A demás de contar con el poder de transformación que posee cada subestación dependiendo de la carga instalada.

2.2.- SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

2.2.1.- DEFINICIÓN

“Una subestación eléctrica es un conjunto de equipos primarios, elementos, aparatos y circuitos que tienen como función principal modificar los parámetros de la potencia eléctrica (corriente y tensión) y proveer un medio de interconexión y desconexión entre las diferentes líneas de transmisión de un sistema”^{4/}.

^{4/} Enriquez Harper. Elementos de Diseño de Subestaciones.

2.2.2.- TIPOS DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN

Las subestaciones de transmisión se pueden clasificar desde el punto de vista de la función que desempeñan dentro de un sistema, y se las clasifica de la siguiente manera:

2.2.2.1.- Subestaciones en las plantas generadoras o centrales eléctricas

Este tipo de subestaciones también son llamadas Subestaciones de Transmisión o Subestaciones de Elevación. Estas subestaciones se encuentran junto a las centrales eléctricas o a las plantas generadoras de electricidad para modificar los parámetros de la potencia suministrada por los generadores para permitir la transmisión de energía en alta tensión por las líneas de transmisión hacia los lugares de consumo, se puede mencionar que los generadores pueden suministrar la potencia desde 5 a 25 KV; para la transmisión dependiendo del volumen de energía y la distancia se puede efectuar a 69, 138 y 230 KV; en algunos países se emplean tensiones de transmisión de 765, 800 y hasta 1200 KV en corriente alterna (C.A.).

En este tipo de subestaciones se emplean la configuración de barras colectoras simples aunque si es una central eléctrica grande se adopta el sistema de barras colectoras dobles.

2.2.2.2.- Subestaciones primarias

Estas son alimentadas directamente de las líneas de transmisión y reducen la tensión a valores menores para la alimentación de los sistemas de subtransmisión o también para las redes de distribución, de manera que dependiendo de la tensión de transmisión puede tener en su secundario

tensiones del orden de 230, 138 y eventualmente de 69 KV. Se adopta la configuración de las barras dependiendo de los niveles de voltaje:

- En 230 KV se emplea la configuración de Barras Colectoras Dobles o de Doble Barra.
- En 138 KV la configuración de Barra Principal y Barra de Transferencia

2.2.2.3.- Subestaciones secundarias

Estas subestaciones son por lo general alimentadas de las redes de subtransmisión suministran la energía eléctrica a las redes de distribución a tensiones entre los 69, 46 y 34.5 KV. En este tipo de subestaciones se adopta la configuración de Barra Principal y Barra de Transferencia o también de Barra Simple.

Pero las subestaciones de transmisión también se pueden clasificar por el tipo de instalación, de la siguiente manera:

2.2.2.4.- Subestaciones convencionales

Estas subestaciones se construyen en terrenos expuestos a la intemperie y requieren de un diseño, equipos, aparatos y estructuras capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, polvo) por lo general se adoptan en los sistemas de alta tensión.

En este tipo de subestaciones el aislamiento a tierra y entre los conductores es proporcionado principalmente por aire a presión atmosférica y en el cual algunas partes activas no están encerradas.

2.2.2.5.- Subestaciones encapsulada

En estas subestaciones los equipos, aparatos y elementos se encuentran muy protegidas y su espacio es muy reducido en comparación a las subestaciones convencionales; esta formada por una envolvente metálica y con aislamiento gaseoso, principalmente SF6.

Por lo general se usan en el interior de fabricas, en lugares donde se tiene poco espacio y se usan en tensiones de distribución y utilización.

2.2.3.- CONFIGURACIÓN DE BARRAS EN SUBESTACIONES

La disposición de barras colectoras son producto de un análisis de calidad de suministro que conjuga con la importancia que tendrá la subestación en la instalación o sistema de transmisión eléctrico de que forma parte, y pueden tener la siguiente configuración:

2.2.3.1.- Barra colector simple

Empleada por lo general en plantas generadoras termoeléctricas o hidroeléctricas de una capacidad relativamente baja y que no formen parte funcional del suministro de energía. Su diagrama unifilar se lo representa en el Anexo 3.

2.2.3.2.- Barra principal y de transferencia

Este sistema técnicamente se puede decir que es mas cómodo y seguro ya que puede permanecer en servicio aún cuando su interruptor se encuentre fuera de servicio por mantenimiento o reparación ya que el

interruptor de transferencia adopta esta función. En el Anexo 3 se representa su diagrama unifilar.

2.2.3.3.- Barras colectoras dobles

Este sistema es mas complejo que los anteriores y se prefiere en subestaciones eléctricas mas importantes de un sistema de transmisión eléctrica en donde no solo se requiere realizar mantenimiento o reparación en la instalación sin interrupción de servicio, también se requiere el funcionamiento de algunas partes de la instalación intercambiando las salidas indistintamente sobre las barras, existen algunas variantes que aumentan la flexibilidad de servicio y ofrecen algunas ventajas. El esquema de barra doble se lo representa en el Anexo 3.

2.2.4.- EQUIPO PRIMARIO DE UNA SUBESTACIÓN

Se conoce como equipo primario a dispositivos de medida, control, maniobra y protección que se encuentran en contacto directo con el flujo de corriente eléctrica y que sus características dependen del nivel de voltaje al que se encuentran conectados.

Los elementos principales (equipo primario) de una Subestación de Transmisión son:

2.2.4.1.- Seccionador (89)

Elemento de desconexión cuya función es aislar físicamente (visualmente) un circuito, su principal característica es su incapacidad de abrir o cerrar un circuito con carga, por carecer de un medio idóneo para extinción del arco y por su velocidad de apertura.

2.2.4.2.- Seccionador de Puesta a Tierra (89G)

Es un elemento especial cuya finalidad es conectar los conductores de cada fase a tierra con fines de seguridad. La conexión del seccionador se lo realiza para trabajos de mantenimiento y se debe analizar su utilización.

2.2.4.3.- Disyuntor (52)

Elemento de aislamiento cuya principal función es aislar un circuito con carga o en condiciones de falla, se diferencia de un seccionador porque su condición no es fácilmente apreciable y porque contiene un medio o mecanismo de extinción del arco.

2.2.4.4.- Transformadores de Potencia

Es quizá el elemento más importante de una Subestación, su principal función es elevar la tensión para facilitar la transmisión de Energía Eléctrica o reducir el voltaje para la distribución de la misma.

En el Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica SNT existen Transformadores de Potencia de dos tipos:

Transformadores

Transformadores de potencia propiamente dichos, por lo general trifásicos, constituidos en un solo cuerpo tienen dos o tres bobinados por cada una de las fases (AT, BT, TT) independientes eléctricamente.

Autotransformadores

Su utilización se debe básicamente a la capacidad de carga, normalmente se los utiliza para cargas mayores a los 150 MVA.

Por este mismo hecho dichos autotransformadores son monofásicos y su principal característica es que tienen una sola bobina para la transformación de los voltajes principales y eventualmente una segunda bobina para disponer de un voltaje terciario para servicios auxiliares.

2.2.4.5.- Pararrayos (PY)

Dispositivo diseñado para evacuar a tierra descargas que tengan un frente de onda con valores de voltaje muy superiores a los nominales y con muy altos valores de corriente instantánea. Por lo general están constituidos por una serie de condensadores y resistencias que conducen en presencia de voltajes elevados.

2.2.4.6.- Transformadores de Corriente (TC)

Su función es reducir la corriente que circula por un circuito primario, hasta valores manejables (generalmente 5 amperios) para servir en los Circuitos de Control, Medición y Protecciones.

2.2.4.7.- Divisor Capacitivo de Potencial (DCP) y Transformadores de Potencial (TP)

Su función es reducir los niveles de voltaje desde los niveles de transmisión y distribución hasta valores manejables (115V) con propósitos de servir a los Circuitos de Control, Medición y Protecciones.

- **TP** propiamente dichos, están constituidos por dos bobinados independientes eléctricamente (AT y BT).
- **DCP** constituidos básicamente por Condensadores en serie que permiten reducir la tensión en función del número de elementos.

2.2.4.8.- Banco de condensadores

Existen varias formas de conexión del banco de condensadores ya que dependen de varios factores como: tipo de configuración del sistema, nivel de voltaje, capacidad de los bancos (KVAR), conexión a tierra y de los aparatos de conexión.

En Ecuador se conecta en el terciario de los Transformadores o Autotransformadores; se conectan manual o automáticamente para controlar el voltaje en la barras más cercana a la del transformador conectado.

Se los usa para elevar la tensión en dicha barra y están supervisados por los relés 27 y 59.

2.2.4.9.- Reactores

Su conexión depende también de los factores descritos para el Banco de Condensadores.

Pero en Ecuador, estos dispositivos son conectados generalmente al terciario de los transformadores o Autotransformadores: se conectan en forma manual o automáticamente para controlar el voltaje en la barra más cercana a la del transformador conectado.

Se los utiliza para reducir la tensión en dicha barra y están supervisados por los relés 27 y 59.

2.3.- SUBESTACIÓN SANTA ROSA

2.3.1.- IMPORTANCIA

Santa Rosa es parte de las subestaciones que conforman el anillo principal del SNT (a nivel de 230 kV), por lo que su importancia se basa en la continuidad en el suministro de energía eléctrica que brinda este anillo, hacia todo el país.

La subestación se encuentra en el Provincia de Pichincha y ubicada en la ciudad de Quito, y se encarga del suministro de energía a la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), para la distribución en esta ciudad. A la salida de los transformadores TRN y TRP a un voltaje de 46 KV, TRANSELECTRIC S.A. queda sin responsabilidad de las líneas y pasa a responsabilidad de la EEQ.

Al modificar los parámetros de la potencia eléctrica, se permite que el flujo de corriente se transmita a nivel de 138 kV hacia y desde otras subestaciones como: Vicentina, Ibarra, Tulcán, Papallacta, Central Térmica Santa Rosa y otras.

En conclusión su importancia es la de brindar el suministro continuo de energía en el país principalmente en la sierra norte, en las Provincias de Pichincha, Imbabura y Carchi.

2.3.2.- CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA

Como el SNT está formado por un anillo principal de doble circuito, a la subestación Santa Rosa, llegan dos circuitos denominados Totoras 1 (TOT 1) y Totoras 2 (TOT 2) procedentes de la subestación Totoras y dos circuitos denominados Santo Domingo 1 (DOM 1) y Santo Domingo 2 (DOM 2) procedentes de la subestación Santo Domingo, estos circuitos tienen un voltaje nominal de 230 KV.

A demás también se recibe la llegada de la línea procedente de la Central de Generación Térmica Santa Rosa, Papallacta, Vicentina Selva Alegre 1 y 2, que se encuentra a un voltaje de 138 KV.

Como característica general se ha optado por dos esquemas básicos de operación en las subestaciones del SNT y por ende en la Subestación Santa Rosa, que son las siguientes:

2.3.2.1.- A nivel de 230 KV

Se ha optado por el esquema de Doble Barra, con Disyuntor de Acoplamiento.

Para este esquema se ha determinado que los Circuitos designados como **1** (línea 1) estén permanentemente conectados a la **Barra 1** y los designados como circuitos **2** (línea 2) a la **Barra 2**; los **Transformadores de Potencia o Autotransformadores** generalmente están conectados a la

Barra 1; las barras trabajan permanentemente acopladas es decir con el **Disyuntor de Acoplamiento (Ø) cerrado.**

Sin embargo, para casos de mantenimiento o en caso de fallas, del esquema de Doble Barra podemos pasar al esquema de Barra Principal y Barra de Transferencia, en cuyo caso el Disyuntor de Acoplamiento realizaría la función de Disyuntor de Transferencia.

El principal objetivo de este tipo de esquema es tener prácticamente una Barra Seccionada de tal manera que en caso de fallas solo se afecten los circuitos asociados a la barra del circuito fallado y no todos los circuitos, esto debido a la importancia de los circuitos conectados.

2.3.2.2.- A nivel de 138 KV

Se tiene el esquema de Barra Principal y de Barra de Transferencia.

En este tipo de esquema todos los circuitos van conectados a la Barra Principal; la Barra de Transferencia, no esta permanentemente conectada y se la utiliza por intermedio del Disyuntor de Transferencia en reemplazo de cualquiera de las otras posiciones con propósitos de mantenimiento.

La mayor desventaja de este esquema es que en caso de falla es posible que se vean afectados los circuitos conectados a la Barra Principal.

Por lo que en la subestación Santa Rosa se tiene patio de maniobras para equipos primarios a voltajes de 230 KV y 138 KV.

2.3.3.- DIAGRAMA UNIFILAR

Es un circuito eléctrico simplificado, usualmente representado a través de una sola línea y sin indicación de los circuito de control. En este diagrama se incluyen las partes mas importantes del sistema y ciertas especificaciones técnicas referentes a niveles de voltaje, corriente, potencia, etc.

Se especifican dos diagramas unifilares para la subestación Santa Rosa, el primero para el patio de maniobras de 230 KV y el segundo para el patio de 138 KV.

En los equipos primarios representados en los diagramas se puede observar especificaciones como la marca o fabricante del aparato, y algunos datos que se pueden identificar con la simbología empleada para la representación de equipos para el Sistema Nacional de Transmisión.

Los diagramas unifilares de la Subestación Santa Rosa se encuentran representados en el Anexo 4.

III.- INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA

En algunas ocasiones el mantenimiento y la inspección con llevan un trabajo peligroso, de ahí que un procedimiento de trabajo tenga que hacerse de antemano, poniendo especial cuidado en la seguridad de las vidas humanas y del equipo.

Un programa de inspección y mantenimiento bien controlado, permite reducir al mínimo las interrupciones en el servicio y el costo de mantenimiento.

Por ese motivo se detalla a continuación en forma detallada el procedimiento que se debe realizar para trabajos de mantenimiento en equipo primario, barraje y servicios auxiliares y servicios generales.

3.1.- EQUIPO PRIMARIO

3.1.1.- TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP)

Los transformadores de potencial usualmente no necesitan un exhaustivo programa de mantenimiento excepto por una normal limpieza de acuerdo con las condiciones del clima.

El chequeo exterior es necesario para el control de las condiciones de mantenimiento. Durante el mantenimiento el nivel de aceite debe ser chequeado. El nivel de aceite en el interior es visible por medio de una ventanilla de inspección colocada en la cámara de expansión del aceite.

Herramientas especiales de mantenimiento no son requeridas para limpiar el polvo del aislador de cerámica; sal, polvo y algunos materiales pequeños reducen las características eléctricas del aislamiento, por lo cual se debe efectuarse una limpieza usando agua, verificando la no presencia de algún elemento extraño.

Chequear el aislamiento de porcelana y determinar si existen resquebrajaduras.

Posibles goteras de aceite entre la empaquetadura y el aislamiento de cerámica deben ser corregidos cuidadosamente apretando los tornillos de sujeción, con las herramientas de torque apropiadas.

TABLA 3.1. Cuadro de inspección para TP.

TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP)			
CUADRO DE INSPECCION			
CR	6M	A	Puntos de Inspección.
	x	x	Realizar una inspección visual del TP.
	x	x	Chequeo de conexiones.
x		x	Inspeccionar el conexionado de puesta a tierra.
		x	Revisar fallas de pintura.
		x	Chequear la porcelana.
x	x	x	Control del nivel de aceite.

Acciones Correctivas

- Compensar el nivel de aceite, hasta el punto adecuado indicado por el fabricante.
- Limpieza exterior de la cerámica.
- Reemplazo de la empaquetadura vieja, con la adecuada para evitar fugas de aceite.
- Apretar tornillos de sujeción, con herramientas apropiadas.
- Eliminar puntos de oxido, con un desplazador de oxido y recubrir con un galvanisante.
- Reajuste de conexionado, en el panel de control, utilizando los procedimientos adecuados y teniendo en cuenta los criterios de seguridad industrial.

3.1.2.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC)

Los transformadores de corriente no necesitan un estricto programa de mantenimiento, excepto de una limpieza externa dependiendo del medio ambiente y de acuerdo a las practicas de mantenimiento adoptadas para otros equipos similares como pararrayos, transformadores de potencial y divisores capacitivos de potencial.

Generalmente, una inspección visual exterior del equipo es suficiente para verificar las condiciones en las que se encuentra el equipo. Durante la inspección, debe verificar que el indicador de vidrio este siempre lleno de aceite.

La superficie del cobertizo del aislamiento permanece cubierta con depósitos como polvo, sales, etc. Los cuales disminuyen el potencial dieléctrico del aislamiento externo del equipo. Se debe limpiar la superficie que se encuentre con depósitos para lo cual no se necesita un procedimiento particular o herramientas especiales. Debe realizarse una limpieza del aislamiento de cerámica como agua, el cual permite el lavado del aislador, verificando la no presencia de algún elemento extraño.

Chequear el aislamiento de porcelana y determinar la presencia de resquebrajaduras.

Posibles goteras de aceite entre la empaquetadura y el aislamiento de cerámica deben ser corregidos cuidadosamente apretando los tornillos de sujeción, con las herramientas de torque apropiadas.

Estos transformadores de corriente por su construcción no necesitan el chequeo de la rigidez dieléctrica del aceite.

Si el secundario de un transformador de corriente queda abierto, el núcleo puede quedar en forma permanente magnetizado y, determinar en los terminales secundarios altas tensiones muy peligrosas.

El transformador de corriente se puede desmagnetizar, haciendo una conexión en cortocircuito, que gradualmente se reducirá a cero. Durante esta operación, es necesario cuidarse y no tener contacto con los terminales del secundario del transformador.

TABLA 3.2. Cuadro de inspección para TC.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC)			
CUADRO DE INSPECCIÓN			
CR	6M	A	Puntos de Inspección.
	x	x	Realizar una inspección visual del TC.
	x	x	Chequeo de conexiones.
x		x	Inspeccionar el conexionado de puesta a tierra.
		x	Revisar fallas de pintura.
		x	Chequear la porcelana.
x	x	x	Control del nivel de aceite.

Acciones Correctivas

- Compensar el nivel de aceite, hasta el punto adecuado indicado por el fabricante.
- Limpieza exterior de la cerámica.
- Reemplazo de la empaquetadura vieja, con la adecuada para evitar fugas de aceite.
- Apretar tornillos de sujeción, con herramientas apropiadas.
- Eliminar puntos de óxido, con un desplazador de óxido y recubrir con un galvanizante.
- Reajuste de conexionado, en el panel de control, utilizando los procedimientos adecuados y teniendo en cuenta los criterios de seguridad industrial.

3.1.3.- DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP)

El divisor Capacitivo de potencial no necesita un estricto programa de mantenimiento, excepto de una limpieza externa dependiendo del medio ambiente y de acuerdo a las practicas de mantenimiento adoptadas para otros equipos similares como pararrayos, transformadores de potencial y corriente.

Generalmente, una inspección visual exterior del equipo es suficiente para verificar las condiciones en las que se encuentra el equipo.

Durante la inspección, observe el indicador de aceite en la unidad magnética. El aceite debe llegar al nivel indicado por el fabricante.

La superficie del cobertizo del aislamiento permanece cubierta con depósitos como polvo, sales los cuales disminuyen el potencial dieléctrico del aislamiento externo del equipo. Se debe limpiar la superficie que se encuentre con depósitos para lo cual no se necesita un procedimiento particular o herramientas especiales.

Debe realizarse una limpieza del aislamiento de cerámica con agua, el cual permite el lavado del aislador y eliminar cualquier elemento extraño en su superficie.

Chequear el aislamiento de cerámica y determinar la presencia de resquebrajaduras.

El divisor Capacitivo de potencial por su construcción no necesitan el chequeo de la rigidez dieléctrica del aceite.

Posibles goteras de aceite entre la empaquetadura y el aislamiento de cerámica deben ser corregidos cuidadosamente apretando los tornillos de sujeción, con las herramientas apropiadas.

TABLA 3.3. Cuadro de inspección DCP.

DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL. (DCP)			
CUADRO DE INSPECCIÓN			
CR	6M	A	Puntos de Inspección
	x	x	Realizar una inspección visual del DCP.
	x	x	Chequeo de conexiones.
x		x	Inspeccionar el conexionado de puesta a tierra.
		x	Corregir las fallas de pintura.
		x	Chequear la porcelana.
x	x	x	Control del nivel de aceite.

Acciones Correctivas

- Compensar el nivel de aceite, hasta el punto adecuado indicado por el fabricante.
- Limpieza exterior de la cerámica.
- Reemplazo de la empaquetadura vieja, con la adecuada para evitar fugas de aceite.
- Apretar tornillos de sujeción, con herramientas apropiadas.
- Eliminar puntos de oxido, con un desplazador de oxido y recubrir con un galvanisante.
- Reajuste de conexionado, en el panel de control, utilizando los procedimientos adecuados y teniendo en cuenta los criterios de seguridad industrial.

3.1.4.- PARARRAYOS (PY)

Los pararrayos no necesitan un minucioso programa de mantenimiento, excepto de una limpieza externa dependiendo del medio ambiente y de acuerdo a las practicas de mantenimiento adoptadas para otros equipos similares como transformadores de potencial o divisores capacitivos de potencial y transformadores de corriente.

Generalmente, una inspección visual exterior del equipo es suficiente para verificar las condiciones en las que se encuentra el equipo. Durante la inspección debe verificarse los desperdicios acumulados en el aislamiento del equipo. Si la superficie del aislamiento permanece cubierta de desperdicios como polvo, sales estos reducen las características eléctricas de la cubierta de cerámica.

Se debe también realizar una inspección visual del contador de descargas, para tener conocimiento de su buen o mal funcionamiento. Se debe también inspeccionar el conexionado del conductor y de la puesta a tierra que en este equipo es una de las partes mas importantes.

Debe eliminarse los puntos de oxido y cambio de pernos oxidados, deberá emplearse los materiales e insumos correspondientes para el efecto.

Para realizar el mantenimiento se debe tener presente el contador de descargas y el conexionado del mismo y realizar una prueba con el contador de descargas. Se debe verificar el ajuste de los anillos equipotenciales y de las conexiones aéreas.

Para el ajuste de conexionado y puesta a tierra debe realizarse una conexión a tierra con el equipo de tierras móviles disponibles para el equipo de mantenimiento.

TABLA 3.4. Cuadro de inspección para PY.

PARARRAYOS. (PY)			
CUADRO DE INSPECCION			
CR	6M	A	Puntos de Inspección.
	x	x	Realizar una inspección visual del PY.
		x	Inspeccion visual del contador de descargas.
	x	x	Chequeo de conexiones.
x		x	Inspeccionar el conexionado de puesta a tierra.
		x	Revisar fallas de pintura.
		x	Chequear la porcelana.

Acciones Correctivas

- Limpieza exterior de la cerámica.
- Apretar tornillos de sujeción, con herramientas apropiadas.
- Eliminar puntos de oxido, con un desplazador de oxido y recubrir con un galvanisante.
- Reajuste del conexionado y puestas a tierra.
- Establecer un buen funcionamiento del contador de descargas.

Nota: Se debe tener muy presente los riesgos a los que esta sometido el grupo que realice este trabajo, debe tenerse en cuenta las medidas de seguridad industrial para la realización del trabajo y la distancia a la que puede trabajar.

3.1.5.- DISYUNTORES (52)

Los disyuntores siguen un programa de mantenimiento estricto debido a que estos aparatos son los que se encargan de permitir y de impedir el flujo de corriente en condiciones normales y de cortocircuito en los sistemas eléctricos de potencia.

A continuación se detalla la inspección que se debe proceder a realizar por parte del grupo de mantenimiento en un disyuntor.

Se debe verificar la existencia de grietas o manchas en la porcelana, escuchar si el equipo se encuentra produciendo un sonido anormal y también determinar la presencia de oxidación o la presencia de polvo u otros depósitos que afecten con las condiciones eléctricas del aislante de porcelana.

Verifique por si hay algún aflojamiento de anillos de resorte y cada perno de la unidad de enlace de la varilla de operación. Se debe lubricar las partes móviles de

la unidad del mecanismo de enlace. Verificar el nivel de aceite del oleoamortiguador y si es necesario su reemplazo.

En el sistema de gas se debe verificar la medición de la presión del gas y la temperatura, el tapón del orificio de admisión de alimentación de gas y la existencia de una fuga de gas a la cual se debe reparar y si es necesario recargar el gas SF6.

En el sistema de control del disyuntor se debe determinar el buen movimiento del contador de operaciones, apriete o reajuste de terminales de alambrado del circuito de control y de fuerza, verificar el funcionamiento del calefactor de aire ambiente, verifique el buen funcionamiento y condiciones de la bobina de cierre y disparo; luego de ello la limpieza de núcleos, contactos de contactores y relés auxiliares.

Se debe eliminar cualquier indicio de humedad de los paneles de control de patio.

Eliminar también los puntos de oxido con productos destinados para este fin y que debe ser utilizado por el grupo de mantenimiento, al igual que cambiar los pernos que se encuentren deteriorados y el cambio de terminales, cables recalentados y regletas rotas o en mal estado.

Debe existir una buena condición de la empaquetadura de la puerta y condiciones de apriete de cada perno con la inspección y engrase del mecanismo de cierre y disparo.

Se debe chequear los bushings y realizar su limpieza exterior; además la limpieza y reajuste de puestas a tierra. Se debe también corregir las fallas de pintura.

A parte de estos puntos de inspección y mantenimiento, se realizan por parte de TRANSELECTRIC S.A. o por la Unidad Norte responsable de los equipo, la verificación del buen funcionamiento de los disyuntores sometidos a diversas pruebas como son:

- Primeramente se debe efectuar una prueba funcional de operación (recomendable) cierre y apertura (LOCAL Y REMOTO) si el equipo se encuentra consignado.
- Se debe realizar pruebas de medición de tiempo de cierre y apertura, se efectúa también pruebas de resistencia de contactos, realizar pruebas de operación por protecciones, pruebas de megger, pruebas de factor de potencia y termografía, cada una de estas pruebas cuando requiera realizarlo.

TABLA 3.6. Cuadro de inspección para disyuntor.

DISYUNTOR. (52)			
CUADRO DE INSPECCIÓN			
CR	6M	A	Puntos de Inspección
	X	X	Realizar la inspección visual del disyuntor.
	X	X	Verificar la operación de los calefactores
X	X	X	Verificar la operación del contador y registrar las
	X		Observar la presión de aire y posibles fugas de SF6
	X		Chequear la operación del compresor, observar ruidos
		X	Efectuar una prueba funcional de operación.
X		X	Chequear los bushings y realizar la limpieza exterior
		X	Corregir fallas de pintura
		X	Revisar contactores, switches auxiliares y conexiónado.
		X	Inspeccionar el conexiónado de puestas a tierra

Acciones Correctivas

- Cambiar calefactores dañados o defectuosos.
- Limpieza de bushings y del exterior del disyuntor.
- Rellenar los polos con gas SF6 hasta la presión nominal de operación.
- Establecer el buen funcionamiento del contador de operaciones.
- Verificar el funcionamiento del compresor, observando el nivel de aceite en el carter y condiciones de la banda.

- Eliminar puntos de oxido, con un desplazador de oxido y recubrir con un galvanisante.
- Reajuste de conexionado, en el panel de control, utilizando los procedimientos adecuados y teniendo en cuenta los criterios de seguridad industrial.
- Comprobar que todos los terminales del alambrado estén bien ajustados.

3.1.6. SECCIONADORES (89)

La inspección y el mantenimiento de los seccionadores se basa en los siguientes puntos:

TABLA 3.7. Cuadro de inspección para seccionador.

SECCIONADOR. (89)			
CUADRO DE INSPECCIÓN			
CR	6M	A	Puntos de Inspección.
	x	x	Realizar la inspección visual del seccionador.
	x	x	Verificar la operación de los calefactores
x	x	x	Inspeccionar la presencia de puntos de óxido
		x	Verificar el mecanismo de accionamiento
		x	Realizar una operación eléctrica.
		x	Revisar fallas de pintura
x		x	Verificar el ajuste de pernos, tuercas, etc.
		x	Chequear los cuernos de arco o anillos
		x	Inspeccionar el conexionado de puesta a tierra
			MECANISMO DEL MOTOR
	x		Chequeo de los contactos auxiliares, circuitos y
		x	Inspeccionar y lubricar todos los elementos móviles
		x	Realizar la medición del aislamiento del motor.
		x	Chequear la operación de los seguros.

Además se debe inspeccionar el comando a motor del seccionador, el cual no requiere particular mantenimiento. Es buena norma asegurarse de vez en cuando, según las condiciones de instalación y de uso, que el comando funcione regularmente realizando algunas maniobras.

Los engranajes y los árboles contenidos en el grupo reductor no requiere una lubricación frecuente; es suficiente, cada año aproximadamente, cubrir con una película de grasa utilizando un pincel o brocha, los dientes de los engranajes y partes que lo necesiten.

Para evitar que partes en el interior de la caja de comando puedan oxidarse, aconsejamos no eliminar nunca la resistencia de calefacción y las partes afectadas deben tratarse con desplazador de oxido y cubrir con pintura galvanisante.

También se debe eliminar los puntos de humedad de los paneles de control.

Para el mantenimiento se debe realizar el ajuste de los circuitos de control y fuerza además si es necesario el cambio de terminales y cables recalentados tornillos oxidados o dañados y regletas rotas. Limpiar los núcleos de los contactores y relés auxiliares. Cambiar las marquillas dañadas en cables y regletas. Verificar y limpiar los conectores de malla a tierra.

Se debe realizar pruebas de operación eléctrica (LOCAL Y REMOTA) si el equipo se encuentra en consignación, realizar pruebas de medición de resistencia de contactos, megado, medir corriente y revisar escobillas del motor.

Acciones Correctivas

- Se debe limpiar los contactos y lubricarlos con grasa a base de bisulfuro de molibdeno, este procedimiento se lo debe realizar con el seccionador sin tensión y puesto a tierra.
- Comprobar las condiciones en que se encuentran los contactos y todo el seccionador, y cerciorarse que el esfuerzo mecánico requerido por las operaciones no sobrepase los valores medidos en ocasiones de la puesta en servicio del seccionador.
- Eliminar puntos de oxido, con un desplazador de oxido y recubrir con un galvanisante.

- Reajuste de conexión, en el panel de control, utilizando los procedimientos adecuados y teniendo en cuenta los criterios de seguridad industrial.
- Apretar tornillos de sujeción, con herramientas apropiadas.
- Comprobar que todos los terminales del alambrado estén bien ajustados.
- Cambiar los cables, terminales, regletas y marquillas que se encuentren rotas o en mal estado.

3.1.7.- TRANSFORMADOR Y AUTOTRANSFORMADOR DE POTENCIA

El mantenimiento e inspección para el transformador y autotransformadores sigue un programa estricto de actividades y depende de su capacidad, del lugar de la instalación en su sistema, de la temperatura ambiente, del polvo, de la neblina y de las condiciones de operación.

Además de chequear diariamente las condiciones generales del transformador y de su funcionamiento, se recomienda organizar un control periódico ateniéndose a los siguientes puntos:

3.1.7.1.- Temperatura del transformador

La temperatura del transformador está directamente relacionada con la duración de los materiales de aislamiento. La temperatura máxima permitida para el aceite es de 90°C en caso de que el aceite esté en contacto con el aire y cuando la temperatura ambiente es de 40°C. En la inspección se debe verificar que la temperatura este por debajo del limite anterior.

Generalmente se tienen instalados un termómetro de alcohol y un termómetro tipo reloj, y las lecturas pueden diferir entre ellas, debido al

lugar de instalación de cada termómetro. Cuando se observe esta diferencia, debe encontrarse la causa para confirmar si el termómetro está bien o si la temperatura del aceite es anormal. Hay que comprobar si no existe fuga de aceite por el ajuste y que el cristal se encuentre limpio además verificar que la parte interna no esté oxidada, que no contenga agua y que los contactos de alarma funcionan correctamente.

3.1.7.2.- Aceite de aislamiento

El volumen del aceite tiene siempre que ser verificado desde el punto de vista de aislamiento y de enfriamiento.

Cuando el nivel del volumen de aceite en relación con la temperatura fluctúa notoriamente, se debe detectar la causa para su arreglo. Existe el indicador del nivel de aceite tipo reloj o el medidor de aceite, en el caso del medidor de aceite se debe prestar atención para mantener el cristal limpio y para que la salida y la entrada estén libres de polvo, de tal forma que el sedimento no interfiera en una lectura adecuada.

El aceite de aislamiento se deteriora gradualmente con el uso. Las causas son la absorción de la humedad y la presencia de partículas extrañas en el aceite y el efecto de la oxidación que se acelera con el aumento de la temperatura del transformador.

Para disminuir estos efectos se utiliza un conservador para evitar que el aceite caliente entre en contacto con el aire, para evitar la absorción de humedad por el aceite se utiliza un respiradero de deshidratación.

Los métodos para juzgar el grado de deterioro del aceite de aislamiento son los que miden el grado de oxidación, la resistencia específica, la

tensión superficial y tangencial, medir la potencia dieléctrica con la utilización y el empleo de las diversas pruebas eléctricas.

3.1.7.3.- Ruido

Una anomalía en el ruido puede ser fácilmente detectada por el oído y puede ayudar a detectar la falla. Las siguientes son las causas posibles de ruido anormal:

- Resonancia de la caja del radiador debido a cambios anormales en la frecuencia de la fuente de corriente.
- Un defecto en el mecanismo de ajuste del núcleo.
- Aflojamiento de las piezas de afianzamiento y de las válvulas. Cuando se encuentren terminales o las terminales de tierra flojas, apriételas enseguida. Los tornillos de los cimientos que estén sujetos a grandes cargas, deben ser apretados firmemente cuando hay sismos.
- En algunos casos las válvulas se aflojan debido a vibraciones, por lo tanto, deben tomarse en cuenta las condiciones normales de las válvulas.

3.1.7.4.- Conservador

El conservador tipo sellado con gas de nitrógeno o tipo cerrado no produce deterioro del aceite, pero en el caso del tipo abierto el aceite del conservador se deteriora más pronto que en los otros casos, así que deben verificarse y limpiarse la humedad y los sedimentos presentes en la cámara baja.

3.1.7.5.- Fuga de Aceite y Gas

La fuga de aceite es causada por sujeción deficiente y daña el aspecto del transformador, por lo tanto, debe verificarse cuidadosamente las válvulas y las juntas. Si hay algún defecto que pudiera causar una fuga, informe a las personas correspondientes por medio de los reportes de trabajo.

En caso de un transformador de tanque sellado de nitrógeno, es necesario hacer una inspección para ver si no hay una fuga de gas.

Verifique las indicaciones del medidor múltiple, vea que el nivel del aceite está en condiciones normales, póngale gas si es necesario.

3.1.7.6.- Respiradero de deshidratación

Como agente deshidratante se emplea gel de silicio. Verifique si el respiradero de deshidratación funciona normalmente. El gel de silicio teñido de azul con cloruro de cobalto es adecuado, ya que su color cambia a un rosa pálido cuando absorbe humedad.

El gel de silicio esta hecho para eliminar la humedad y le polvo que entran al transformador. El empaque debe verificarse para ver si esta bien asegurado, de manera que no permita la entrada de aire al transformador por ningún sitio que no sea el orificio del respiradero. También verifique si el nivel de aceite del deposito no es más bajo que el nivel fijado.

3.1.7.7. Equipo de enfriamiento

El equipo de auto enfriamiento es la parte más importante en el funcionamiento diario normal de un transformador. Debe realizarse un mantenimiento e inspección muy cuidadosa, ya que cualquier anomalía reducirá la vida útil del transformador o causar defectos. Verificar los puntos antes mencionados, y por lo que se refiere al equipo de aceite y presión enfriado, es deber verificar los siguientes puntos, además de los anteriores.

Inspeccionar la bomba de aceite y los ventiladores de enfriamiento. Revíselos y cambie la grasa y revise los cojinetes de acuerdo con las instrucciones del fabricante de cada equipo. Verifique que el motor no haga ruido anormal, que gire suavemente y que no exista fuga de aceite. Examine si existe fuga de aceite del radiador y de las partes soldadas del panel o del tubo.

3.1.7.8.- Relevadores de protección

En el relevador Buchholz debe verificarse que su funcionamiento sea adecuado y que los contactos no estén desgastados. Debido a que algunos relevadores son afectados por vibraciones, debe verificarse que no haya vibraciones anormales en los relevadores. Examine fugas de aceite y la producción de gas en el relevador, tome una muestra del gas y analícela, limpie el cristal de la ventanilla de inspección, revise el interior y verifique si el flotador se mueve normalmente.

3.1.7.9.- Resistencia de aislamiento del bobinado

El medir la resistencia de aislamiento del bobinado se hace con el objeto de ver el grado de deterioro del aislamiento. Dependiendo de un autotransformador o transformador y de los bobinados que tenga deben realizarse las mediciones. Las conexiones se las realiza entre el bobinado de alta tensión, media tensión, baja tensión y la tierra o el tanque y además teniendo en cuenta la conexión del cable de guarda.

La medición de la resistencia de aislamiento se la realiza en tiempos determinados de tiempo, para la obtención de los índices de absorción y polarización, que determinan el grado de aislamiento.

3.1.7.10.- Bujes o Bushings (Aisladores)

Se debe poner atención a la parte sujetadora de los terminales, ya que se puede producir un calentamiento excesivo de los terminales y se debe en la mayoría de los casos a aflojamientos.

También la existencia de mucho polvo y sal, según el medio ambiente, se debe efectuar una limpieza para la cual debe detenerse el funcionamiento del transformador y usar agua; después de la limpieza de la porcelana debe asegurarse de que no quede ningún elemento extraño.

Los métodos para determinar el deterioro del aislamiento son la medición de la resistencia de aislamiento y de la $\tan \delta$. La evaluación de los resultados de la medición no debe depender únicamente de los valores obtenidos, sino de los valores obtenidos cada año y de la variación entre ellos.

3.1.7.11.- Pararrayos

Es muy importante controlar la graduación y la limpieza de los pararrayos para garantizar la eficiencia de su acción protectora para con el transformador. Es necesario también cerciorarse que los mismos estén con una puesta a tierra de manera perfecta.

3.1.7.12.- Puesta a tierra

Para una eficiente protección es necesario tener una buena puesta a tierra a través de una resistencia de muy bajo valor; porque una puesta a tierra deficiente puede provocar inconvenientes perjudiciales.

Acciones Correctivas

- Compensar el nivel de aceite, hasta el punto adecuado indicado por el fabricante.
- Limpieza de bushings y del exterior del transformador.
- Cambio o renovación de la silica gel.
- Eliminar puntos de oxido, con un desplazador de oxido y recubrir con un galvanisante.
- Realizar el ajuste mecánico de las piezas de sujeción, afianzamiento y válvulas con las herramientas apropiadas.
- Reajuste del conexionado del panel de control del LTC.
- Corregir fugas de aceite que se hayan localizado.
- Cambiar los cables, terminales, regletas y marquillas que se encuentren rotas o en mal estado.
- Calibrar los medidores de temperatura de los devanados y del aceite del transformador, para una correcta lectura.

TABLA 3.8. Cuadro de inspección para transformadores.

TRANSFORMADOR.				
CUADRO DE INSPECCIÓN				
CR	6M	A	5A	Puntos de Inspección.
	x	x		Verificar los niveles de aceite.
	x	x	x	Verificar estado exterior de bushings y terminales
x	x	x		Verificar existencia de fugas de aceite
	x	x		Chequear la coloración de la sílica gel
		x		Verificar el sistema de enfriamiento
		x	x	Corregir las fallas de pintura
x		x		Chequear conexiones a tierra
		x		Medición del aislamiento de motores de enfriamiento
		x		Chequear los medidores de temperatura
		x		Verificar el ajuste mecánico total del transformador.
CAMBIADOR DE TAPS BAJO CARGA L.T.C.				
	x	x		Registrar las lecturas del manómetro.
	x	x		Revisar la operación de los calefactores
	x	x		Chequear las fugas de aceite del LTC
	x	x		Registrar la lectura del contador de operaciones
		x		Reajuste del conexionado
		x		Medir la resistencia de aislamiento del motor.
		x	x	Inspección del mecanismo, del tap y pruebas de operación.
		x		Chequear los engranajes en gabinete
RELE BUCHHOLZ				
		x		Verificar que el relé se encuentra lleno de aceite.
		x	x	Realizar pruebas de operación.
		x		Verificar estanqueidad del relé.
		x		Pruebas de aceite, cromatografía, físicas, químicas y rigides dielectrica
			x	Pruebas de factor de potencia, resistencia de aislamiento, resistencia ohmica, relacion de transformación.

3.2.- BARRAJE Y SERVICIOS AUXILIARES

3.2.1.- TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES

La programación del mantenimiento debe prever los siguientes puntos de inspección y mantenimiento:

Se debe limpiar los bushings de residuos de suciedad, de polvo, de grasa y de sustancias varias, reajustar los terminales de los circuitos de control y de fuerza además revisar la tensión de los circuitos. Eliminar puntos de óxido y repintar las partes que lo necesiten, verificar si existe un excesivo recalentamiento de alguna parte del transformador. Realizar pruebas de medición de resistencia de aislamiento y pruebas dieléctricas del aceite. Limpieza y reajuste de la puesta a tierra. En general se debe realizar el mismo procedimiento de inspección y mantenimiento que para los transformadores y autotransformadores de potencia, debido a la importancia de la carga a la que se encuentra conectado.

3.2.2.- GENERADOR DE EMERGENCIA DIESEL

Se debe realizar una limpieza de todo el generador y eliminar los puntos de óxidos con los insumos que debe contar el grupo de mantenimiento, se debe chequear si la cantidad de aceite lubricante y diesel es la adecuada, la calidad del aceite debe presentar alguna anomalía debe proceder a completar el nivel o al recambio del aceite, verificar los filtros de aceite, aire, diesel y realizar su limpieza o recambio. Se debe eliminar la humedad, puntos de óxido y cambio de pernos del panel de control. En los circuitos de control y de fuerza debe realizarse el reajuste de los circuitos y el cambio de lámparas de señalización y pruebas en los circuitos de control y de alarmas. Limpiar los núcleos, contactos de contactores y relés auxiliares. Verificar el funcionamiento de las bandas, su tensión y lubricación. Chequear el estado del ventilador y del radiador. Chequear el nivel del electrolito tomando la lectura de densidad, voltaje y limpiar los bornes de la batería.

Además de los puntos de inspección antes mencionados debe realizarse un grupo de pruebas eléctricas como resistencia de aislamiento del generador, excitatriz, alternador, motor de arranque y bomba de combustible; pruebas de funcionamiento del generador en vacío y con carga.

TABLA 3.9. Cuadro de inspección para generador de emergencia diesel.

GENERADOR DE EMERGENCIA A DIESEL			
CUADRO DE INSPECCIÓN			
CR	6M	A	Puntos de Inspección
	X	X	Chequear los niveles de combustible y aceite
	X	X	Verificar el funcionamiento del motor
	X	X	Verificar el buen estado de los bornes en las baterías
	X	X	Verificar el voltaje y densidad de la batería
	X	X	Chequear fugas de aceite y combustible o lubricante.
	X	X	Drenar el agua contenida en el tanque de combustible
		X	Inspeccionar el apriete de los elementos de sujeción
		X	Controlar las bandas, ventilador y radiador
		X	Chequear filtros de aire, aceite y combustible
		X	Drenar y limpiar las trampas de grasa
		X	Chequear la bomba de inyección de combustible
		X	Revisar fallas de pintura
		X	Chequear bomba de transferencia de combustible.
		X	

Acciones Correctivas

- Ajustar los niveles de combustible y aceite a una posición adecuada para su funcionamiento normal.
- Limpiar y verificar el buen contacto de los bornes y las superficies de contacto en las baterías.
- Ajustar el nivel del electrolito en las celdas de las baterías.
- Lograr una buena tensión en las bandas y verificar el buen funcionamiento del ventilador y del radiador.
- Eliminar puntos de óxido, con un desplazador de óxido y recubrir con un galvanizante.
- Reajuste del conexionado del panel de control y de la puesta a tierra.

3.2.3.- BANCO DE BATERÍAS

Se debe primeramente realizar una inspección del banco de baterías, rectificadores y de las celdas. Eliminar la humedad del panel de control y puntos

sulfatados y pernos sulfatados. Se debe realizar la limpieza de los bornes, cubiertas y placas de conexiones.

Se debe verificar el nivel del electrolito en las celdas de las baterías y de ser necesario deberá de ser igualado con agua destilada o desmineralizada.

Controlar las lecturas de la tensión y comprobar que la tensión por cada celda se mantenga dentro de los rangos establecidos en las pruebas dadas por el fabricante.

Se debe también realizar pruebas de carga y descarga de las baterías. Realizar un mantenimiento a la sala de baterías limpiando con los productos indicados para estantes y pisos, mantenimiento del extractor y megado del motor del mismo.

TABLA 3.10. Cuadro de inspección para baterías.

BANCO DE BATERIAS.			
CUADRO DE INSPECCIÓN			
CR	6M	A	Puntos de Inspección.
	x	x	Controlar el nivel del electrolito.
	x	x	Controlar las lecturas de la tensión y comprobarlas.
	x	x	Reajuste de las conexiones
	x	x	Limpieza y proteccion de los bornes y placas
		x	Inspeccionar el estado del extractor
		x	Inspección del conexionado de la puesta a tierra
		x	Limpieza del piso y estantes

Acciones Correctivas.

- Restablecer el nivel del electrolito, llenando con agua destilada las celdas hasta el nivel indicado.
- Limpiar y verificar el buen contacto de los bornes y las superficies de contacto en las baterías.
- Reajuste del conexionado del panel de control y de la puesta a tierra.
- Limpiar las sala de baterías, con productos adecuados y usando los procedimientos de seguridad industrial.

3.2.4.- TABLERO DUPLEX, DE COMUNICACIÓN Y SERVICIOS AUXILIARES

Se debe realizar una limpieza del polvo ya que impide trabajar a los equipos correctamente, este puede contener materiales conductores que pueden causar cortocircuitos. La presencia de polvo en los contactores auxiliares puede impedir el cierre de un circuito.

La grasa, el aceite y la suciedad pegajosa se puede remover fácilmente mediante un solvente, para limpiar partes pequeñas se utiliza un pequeño pincel mojado con solvente y apto para llegar a los rincones y ranuras.

Chequear los fusibles y porta fusibles aunque algunos tipos tienen partes metálicas cadmiadas para soportar la corrosión, pero es recomendable limpiar a menudo las superficies de contacto.

Limpiar los contactos de los contactores de cobre y de plata ya que los contactos se oxidan rápidamente con elevadas temperaturas y lentamente a temperatura normal. Por lo que debe chequear la resistencia de calefacción dentro de los paneles. Se debe limpiar y reajustar las conexiones de los circuitos. Chequear los breakers, limpiar los aparatos de medida y revisar las lámparas indicadoras y los accesorios eléctricos.

TABLA 3.11. Cuadro de inspección para tableros.

TABLEROS			
CUADRO DE INSPECCIÓN			
CR	6M	A	Puntos de Inspección.
	x	x	Verificación visual de los tableros.
	x	x	Reajuste de las conexiones de puesta a tierra
		x	Verificación del funcionamiento de calefacción
		x	Chequeo del sistema de iluminación de los paneles
		x	Inspeccionar instrumentos de medición, protección, etc
		x	Verificar el estado de los cuadros de alarmas y bocinas
		x	Verificación del estado general exterior de los paneles
		x	Efectuar la contrastación de los instrumentos de medición
x		x	Verificar el estado de fusibles, contactores, térmicos.

Acciones Correctivas

- Limpieza adecuada del exterior de los paneles.
- Reajuste del conexionado del panel de control y de la puesta a tierra.
- Cambiar los cables, terminales, regletas y marquillas que se encuentren rotas o en mal estado.
- Limpieza o cambio de fusibles, bocinas, alarmas, contactores.

3.2.5.- BARRAJE Y ESTRUCTURAS

Se debe empezar realizando una inspección general de las estructuras, puestas a tierra y barras. Limpiar todas las estructuras hasta donde no corra riesgo para el personal de mantenimiento. Revisar minuciosamente las conexiones de puestas a tierra, corregir las fallas de pintura en las estructuras, eliminar puntos de oxido y cambiar pernos si es necesario. Realizar pruebas de medición de resistencia de puesta a tierra. Además realizar pruebas de termografía en las conexiones eléctricas y barras.

TABLA 3.12. Cuadro de inspección para barras, estructuras y puestas a tierra.

BARRAJE, ESTRUCTURAS Y PUESTAS A TIERRA			
CUADRO DE INSPECCIÓN			
CR	6M	A	Puntos de Inspección.
	X	X	Chequear la puesta a tierra de estructuras, y otros
	X	X	Eliminar puntos de oxido.
	X	X	Limpieza de aisladores
	X	X	Limpieza, engrase y reajuste de conexiones
	X	X	Correccion de puntos calientes

Acciones Correctivas

- Reajuste del conexionado de la puesta a tierra de estructuras, cerramientos, puertas y otras.
- Limpieza exterior de los aisladores, teniendo en cuenta criterios de seguridad industrial.

3.3.- SERVICIOS GENERALES Y CIVILES

3.3.1.- SISTEMA DE ILUMINACIÓN

Se refiere al chequeo de la red de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA), revisar las tomas de corriente del edificio y del patio de maniobras para la utilización en los diferentes trabajos de mantenimiento. Cambiar las luminarias y accesorios defectuosos y verificar que todo el sistema se encuentre en normalidad.

3.3.2.- SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO

Se debe realizar una limpieza general de este sistema, observar y eliminar puntos de oxido y corregir fallas de pintura en los aparatos. Si es necesario cambiar o limpiar los filtros, los dampers y rodamientos. Limpiar y lubricar las bandas del sistema y controlar la tensión de las mismas. Limpiar los núcleos, contactos de contactores y relés auxiliares. Chequear el control de temperatura y funcionamiento.

También se realizan pruebas eléctricas como medición de resistencia de aislamiento del motor y del extractor, verificar las corrientes de arranque de cada motor.

3.3.3.- SISTEMA CONTRA INCENDIOS Y AGUA POTABLE

Limpiar y eliminar la humedad de los paneles de control y reajuste del conexionado. Eliminar puntos de oxido, fallas de pintura y cambiar pernos oxidados. Verificar el funcionamiento de presostatos a valores de operación y estado de manómetros.

Verificar el funcionamiento de la bomba y realizar pruebas eléctricas. Megado del motor de bomba y medir la corrientes de arranque.

Cambio de rodamientos, empaques de motores y bomba de agua.

3.3.4.- CABLES, CANALETAS Y DUCTOS

Inspección visual del aislamiento de los cables en canaletas y ductos. Ajuste de conexiones a tierra en soporte y canaleta de cable. Limpieza de las canaletas evitando la entrada de agua en las mismas y en los pozos. Limpiar los desagües y sumideros. Se debe también proceder a la fumigación y desratización. Por ultimo se debe proceder al repintado de los códigos de identificación.

3.3.5.- OTROS SERVICIOS

Existen otras instalaciones que se les debe brindar mantenimiento pero que no necesitan de la descripción de un procedimiento para realizarlo como son las áreas verdes, drenajes y edificaciones ya que de estos trabajos se encarga personal contratado para realizar dichos trabajos como peones y personal de limpieza.

IV.- PLANIFICACIÓN Y PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA

4.1.- PLANIFICACIÓN

La planificación debe establecer y mantener un plan general para las operaciones de mantenimiento. La planificación del trabajo de mantenimiento debe contener todas las solicitudes, especificaciones y detalles que pueden producir trabajos de mantenimiento adicionales.

La planificación es una parte del mantenimiento en la que se decide y se toma al equipo, para decidir el tiempo y la forma de como realizar el mantenimiento. En la planificación se debe tener en cuenta todo un grupo de trabajos de mantenimiento que se debe realizar en un equipo, ya que dependiendo de los trabajos pueden ser uno o varios días los cuales pueden intervenir en la continuidad del servicio.

La planificación del mantenimiento en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) se lo realiza en forma quinquenal y se toma como equipo de referencia a los transformadores y autotransformadores los que podrían causar una interferencia en la continuidad del servicio.

Esta planificación ya se encuentra realizada desde el año 1990 hasta el año 2005 por parte de TRANSELECTRIC S.A. La planificación y el detalle del equipo al que se va a realizar el mantenimiento permiten la programación anual de mantenimiento del restante de equipos de la subestación. El detalle de la planificación quinquenal se encuentra en el Anexo 5.

4.2.- PROGRAMA ANUAL DE INDISPONIBILIDAD DE EQUIPOS

El programa de indisponibilidad o restricción de equipos permite el conocimiento de los trabajos que requieren equipos fuera de servicio.

Este programa de indisponibilidad de equipos consta de los siguientes puntos:

- La subestación en la que se va a intervenir.
- El tipo de mantenimiento que se va a realizar.
- El equipo en el que se va a intervenir (transformador o autotransformador).
- Días de duración de los trabajos de mantenimiento.
- Fecha de inicio de los trabajos.
- Fecha de finalización de los trabajos.
- En un Diagrama de Gantt que permite controlar y administrar los avances de un proyecto, las fechas antes mencionadas.

El programa de indisponibilidad de equipos se encuentra en el Anexo 6.

Se encuentra también detallado una nota que permite identificar las actividades de mantenimiento que TRANSELECTRIC S.A. considera que provocarían restricciones operativas y/o del servicio. Y otras indicaciones como nuevas instalaciones o fechas tentativas que pueden ser cambiadas dependiendo de la actividad.

4.3.- PROGRAMACIÓN ANUAL

La programación de los trabajos es una de las herramientas más efectivas que pueda usarse para el mejoramiento de la eficiencia del mantenimiento.

Se debe incluir en el programa el tiempo necesario para la realización de los trabajos, la localización y disponibilidad de las partes y del equipo, y cualquier requisición especial en relación con la coordinación con los programas de producción o con el personal.

4.3.1.- RUTINAS DE MANTENIMIENTO

Entre los principales documentos que se utilizan para la programación anual son las rutinas de mantenimiento, que describen las tareas de mantenimiento que se deben realizar en cada equipo y la frecuencia con la que se lo debe realizar dependiendo de la actividad.

Las características de las rutinas de mantenimiento permiten determinar los siguientes puntos:

- Visualizar las actividades de mantenimiento que se deben realizar en determinado equipo.
- Verificar la frecuencia con la que se debe realizar cada actividad.
- Determinar si la actividad puede ser semestral, anual, etc.
- Agrupar actividades de mantenimiento en periodos definidos.
- Permite identificar las partes de un equipo a las que se le debe brindar mayor atención al realizar trabajos de mantenimiento.

Las rutinas de mantenimiento están formadas por los siguientes detalles:

- a) **Equipo.** Se describe al equipo, elemento o servicios a la cual se refiere dicha rutina de mantenimiento.
- b) **Tareas.** Es la descripción de la actividad de mantenimiento que se debe realizar.
- c) **Frecuencia.** Es la frecuencia con que se debe realizar determinada actividad de mantenimiento. Dicho periodo se a determinado por instrucciones de los fabricantes, por la vida útil, manuales y por criterios de explotación de cada equipo. Seguidamente se detalla las dos iniciales que se ha utilizado para la realización de las rutinas de mantenimiento:

M	=	Cada meses.
6M	=	Cada seis meses.
1A	=	Cada año.
2A	=	Cada dos años.
3A	=	Cada tres años.
15	=	Cada 15 años.
CR	=	Cuando se requiera.

Con el análisis de las rutinas de mantenimiento podemos realizar una programación anual de mantenimiento de todos los equipos, elementos e instalaciones dentro de la subestación determinando que tipo de trabajos debemos realizar.

Las rutinas deben agrupar un conjunto de tareas o actividades de mantenimiento que deban realizarse dentro de una misma frecuencia en un equipo.

En el Anexo 7 se detallan las rutinas de mantenimiento de todos los equipos que forman parte de una Subestación.

4.3.2.- PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo ha sido ampliamente reconocido como de extrema importancia en la reducción de los costos de mantenimiento y en el mejoramiento de la confiabilidad del equipo. Se debe realizar un programa exhaustivo, que cubra cada parte de los equipos, con trabajos de mantenimiento periódicos que incluyan las observaciones y novedades ocurridas.

Estas observaciones y novedades son una base para mantener el equipo en buena condición, mientras está en operación, y señalaran la necesidad de reparaciones y reemplazos antes de que ocurran interrupciones.

El programa anual de mantenimiento preventivo es un listado de equipos del registro general de la Subestación, en el cual se detalla que trabajos de mantenimiento debe realizarse durante un año, el numero de personas necesario para la actividad, tiempo requerido, frecuencia, consignación del equipo y semana programada para la realización del trabajo.

El programa de mantenimiento debe ser elaborado por cada Unidad de Transmisión hasta el 30 de diciembre del año anterior.

El programa anual de mantenimiento es el documento definitivo del programa preventivo de mantenimiento y se lo realiza al analizar la información obtenida en:

- Planificación quinquenal.
- Programa de indisponibilidad de equipos.
- Rutinas de mantenimiento.
- Programa anual de mantenimiento del año pasado.
- Reportes de trabajo del año pasado, esto se considera parte de la retroalimentación.

La programación anual de mantenimiento preventivo se la presenta en un Diagrama de Gantt en el cual constan algunos datos a continuación detallados:

- a. Descripción del equipo, elemento e instalación al cual se refiere dichos trabajos.
- b. Detalles de tareas o trabajos de mantenimiento que se van a realizar.
- c. Días de duración de los trabajos.
- d. Inicio de las tareas de mantenimiento.
- e. Fin de los trabajos de mantenimiento.
- f. En un Diagrama de Gantt que permite controlar y administrar los avances de un proyecto, las fechas antes mencionadas.

Algunos datos que se encuentran presente en el archivo de Microsoft Project del programa anual de mantenimiento, pero que no se presentan en forma escrita son:

- g. Trabajos precedentes a una actividad de mantenimiento.
- h. Recursos necesarios.
- i. Notas para realizar la actividad.

El Anexo 8 detalla el Programa Anual de Mantenimiento Preventivo

4.4.- ORDEN DE TRABAJO, PROCEDIMIENTO DE TRABAJO Y REPORTE DE TRABAJO

4.4.1.- ORDEN DE TRABAJO (O.T.)

La programación del mantenimiento nos lleva a la realización de las diferentes actividades de mantenimiento por medio de una orden de trabajo, el cual es un documento que autoriza la realización de estos trabajos y con las diferentes condiciones que este señale. La orden de trabajo organiza la ejecución del trabajo y adjunta la información necesaria para la realización de las tareas de mantenimiento.

Cada Orden de Trabajo de Mantenimiento definirá la naturaleza general del trabajo y mostrará las responsabilidades de los diferentes grupos responsables del cumplimiento de la tarea descrita en la orden.

Las ordenes de trabajo son emitidas por las diferentes Unidades de Transmisión o por TRANSELECTRIC S.A. directamente para la ejecución de determinado trabajo.

La orden de trabajo debe ser llenada de manera muy detallada tratando de que toda la información requerida sea correcta, está define directamente parámetros como:

- 1) Ubicación del trabajo.
- 2) Jefe de trabajo
- 3) Procedimiento que se debe utilizar para la ejecución de la orden de trabajo.
- 4) Descripción del trabajo.
- 5) Medidas de seguridad industrial de mantenimiento, adicionales a las del instructivo realizado por la empresa.
- 6) Personal asignado al trabajo.
- 7) Ejecución del trabajo. Fecha, hora de inicio y terminación.
- 8) Si el trabajo requiere o no consignación.
- 9) Novedades para la ejecución del trabajo.

Con algunos datos adicionales se requiere son:

- La Unidad de Transmisión que emite la O.T.
- El número de la O.T.
- Fecha de emisión
- Firma del jefe de disponibilidad
- Firma del jefe de trabajo
- Nombre del operador del COT
- Firma del tablerista.

NOTA: Las ordenes de trabajo y los reportes de trabajo son impresos en la misma hoja.

La orden de trabajo permite realizar el control del mantenimiento y costos de los trabajos y transporte, es un documento de información para el grupo de mantenimiento y sirve como un documento histórico que va al archivo técnico.

El formato dispuesto para la orden de trabajo se encuentra en el Anexo 9.

4.4.2.- PROCEDIMIENTO DE LA ORDEN DE TRABAJO (P.O.T.)

El procedimiento de la orden de trabajo es un documento adicional a la orden de trabajo que permite describir detalladamente las actividades que deben cumplir los trabajadores, así como también algunas condiciones que se debe dar para la realización de determinado trabajo, cuyas condiciones deben ser expresamente cumplidas por parte del personal de mantenimiento.

Algunos de los datos que debe describir el procedimiento de la orden de trabajo P.O.T. son los siguientes:

- Unidad de Transmisión o Sede que emite la Orden de Trabajo.
- Actividad que se va a realizar.
- Equipo en el cual se va a intervenir.
- Código del equipo.
- Procedimiento para realizar la actividad, los pasos que se debe realizar para la ejecución de la actividad.
- Personal requerido.
- Materiales e insumos requeridos.
- Literatura para consultar si ocurre algún inconveniente o para verificar las condiciones del sistema.
- Repuestos y herramientas.
- Riesgos que debe tener presente el grupo de mantenimiento.
- Tiempo estimado para la ejecución del trabajo.
- Observaciones que se produzcan en la ejecución del programa, esto ayudara a la retroalimentación para los posteriores mantenimientos.

NOTA: El Procedimiento de la Orden de Trabajo es un documento adjunto a la Orden de Trabajo y al Reporte.

La utilización de procedimientos de la orden de trabajo es primordial dentro de la realización de los trabajos, ya que permite reducir el tiempo de culminación, contar con todos los elementos necesarios, tomar precauciones y no causar algún daño al equipo que conduzcan al eventual paro del servicio.

El Anexo 10 se da a conocer los principales procedimientos de las ordenes de trabajo.

4.4.3.- REPORTES DE TRABAJO

El reporte de trabajo es un documento adjunto a la Orden de Trabajo que debe ser llenada al concluir la actividad de mantenimiento por parte del Jefe de Trabajo, esto ayudara al reporte de alguna anormalidad en la ejecución del trabajo y también a la retroalimentación respectiva.

El reporte consta de los siguientes puntos:

- 10) Reporte de trabajo realizado.
- 11) Novedades.
- 12) Condiciones en las que se deja la instalación.
- 13) Recomendaciones.
- 14) Entrega de los equipos al personal de operación, con los siguientes datos; fecha y hora de entrega, nombre del operador del COT, firma del tablerista y jefe de trabajo.
- 15) Costeo de la Orden de Trabajo.

NOTA: Las ordenes de trabajo y los reportes de trabajo son impresos en la misma hoja.

El Anexo 11 se da a conocer el formato del reporte de trabajo.

4.5.- RETROALIMENTACIÓN

La retroalimentación se trata de la revisión de novedades y observaciones dentro de la ejecución de los trabajos de mantenimiento.

Se debe revisar reportes de trabajo y procedimientos en los cuales se han anotado algunas observaciones que se tiene que corregir.

Tener una retroalimentación sobre la actuación real de los trabajos de mantenimiento en términos de notificación de la terminación y del tiempo real requerido para la realización de dichos trabajos.

Al identificar los errores se puede decidir dentro de que parte de la planeación y programación se encuentra la falla, seguido se da a conocer algunos errores que pueden observarse:

- Mala programación con respecto al tiempo.
- Número de personal inadecuado para algunos trabajos.
- Falta de materiales, insumos, herramientas, equipos y repuestos.
- Alguna actividad dentro del procedimiento que no se puede realizar.
- Carencia de tiempo necesario para el mantenimiento.
- Costos elevados para la culminación de un trabajo.
- Procedimientos de seguridad industrial inadecuados.
- Trabajos de mantenimiento correctivo que se deban realizar.
- Accidentes involuntarios que se cometieron.

Esta herramienta es basada en la recopilación, revisión y corrección de errores que se cometieron en programaciones y en procedimientos de trabajos anteriores a los cuales se los deben mejorar para tener un adecuado programa de mantenimiento.

V.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1.- CONCLUSIONES

- Es importante adoptar una planificación y programación del mantenimiento en las subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión Eléctrica para lograr una mayor confiabilidad y continuidad en el suministro de energía eléctrica a todo el país.
- Debido a la continuidad del servicio, que debe proporcionar el SNT, se aplica a este sistema el mantenimiento preventivo como filosofía fundamental para lograr este propósito.
- La programación del mantenimiento preventivo tiene como finalidad la disminución de trabajos de mantenimiento correctivo.
- Las ordenes, procedimientos y reportes de trabajo constan de la información requerida por el grupo de mantenimiento para la ejecución de los trabajos.
- La utilización de ordenes y procedimientos para la ejecución de trabajos de mantenimiento permitirá reducir riesgos personales, de equipo, de insumos, de materiales y de tiempo para su finalización.
- Los reportes y observaciones durante la ejecución de trabajos deben analizarse y con ello llevar a cabo la retroalimentación que es fundamental para la corrección de error en la planificación, programación y ejecución de trabajos de mantenimiento.
- La programación anual del mantenimiento preventivo que consta en esta monografía, puede aplicarse o adoptarse a otras unidades de transmisión del SNT, ya que todas optan al mantenimiento preventivo como método de aplicación.

5.2.- RECOMENDACIONES

- Se recomienda aplicar la programación de mantenimiento que se encuentra en esta monografía para las diferentes Unidades de Transmisión, pues el equipo y elementos en otras subestaciones tienen las mismas características de funcionamiento.
- Proporcionar todos los insumos, herramientas, materiales, equipos y elementos de protección personal para la ejecución de trabajos de mantenimiento.
- Cumplir la programación del mantenimiento que se encuentra detallado en el presente trabajo, por parte del grupo de mantenimiento de subestaciones encargado.
- Recomendar la utilización y empleo de los procedimientos de trabajo por parte del personal de mantenimiento.
- Cumplir los trabajos de mantenimiento durante los tiempos estimados para la ejecución de los mismos.
- Determinar las novedades y observaciones ocurridas durante la ejecución de los trabajos, para utilizar la retroalimentación y mejorar programas de mantenimiento futuros.
- Se debe analizar y diagnosticar por parte de TRANSELECTRIC S.A. las consecuencias que se tiene de la conexión de reactores y capacitores en el terciario de autotransformadores y transformadores utilizados en el SNT.

BIBLIOGRAFÍA

- Douce Villanueva E: La Productividad En El Mantenimiento Industrial; CECSA, México, 1995.
- Douce Villanueva E: Fundamentos De Instalaciones Eléctricas De Media Y Alta Tensión; Limusa, México, 1988.
- Enriquez Harper G: Elementos De Diseño De Subestaciones Eléctricas; Limusa, México, 1985.
- Pachado Mena A: Confiabilidad de Sistemas de Potencia.
- Vásquez R: Estaciones De Transformación, Distribución Y Protecciones De Sistemas Eléctricos.
- OSAKA TRANSFORMER: Manual de Transformador.
- MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION: Manual de Transformador.
- PAUWELS: Manual de Transformadores de Medida.
- MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION: Manual de Disyuntores en Gas SF6.
- Capacitor voltage transformers for transmission voltage systems 66KV to 750KV.
- MAGRINI GALILEO: Manual de Seccionadores.
- MAGRINI GALILEO: Manual de Transformadores de Corriente

ELABORADO POR:

GABRIEL NAZATE VALLEJO

DECANO DE LA FACULTAD:

Ing. VICENTE HALLO

SECRETARIO DE LA ACADÉMICO

Dr. WASHINGTON YANDÚN AVILA