



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**"MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES
ELECTRICAS INDUSTRIALES"**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO
P R E S E N T A N
JOSÉ ENRIQUE BARRERA FIGUEROA
JAVIER REYES MELCHOR

ASESOR DE TESIS:
ING. ADRIAN PAREDES ROMERO

MEXICO

2007



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE

INDICE.....	
CAPÍTULO I.....	
LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	
I.- GENERALIDADES.	
I.1.- CENTRAL GENERADORA.....	
I.2.- SISTEMA ELECTRICO.	
I.2.1.- Generación.	
I.2.2.-Transformación.....	
I.2.3- Transmisión, subtransmisión y/o distribución.	
I.2.4.- Utilización.....	
I.3.- SUBESTACIÓN ELECTRICA.....	
I.4.-CLASIFICACION DE LAS SUBESTACIONES DE ACUERDO AL SERVICIO.	
.....	
I.4.1.- SUBESTACIONES ELEVADORAS.....	
I.4.2.- SUBESTACIONES COMPENSADORAS.....	
I.4.3.- SUBESTACIONES REDUCTORAS.....	
I.4.4.- SUBESTACIONES DE MANIOBRAS O DE SWITCHEO.	
I.4.5.- SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.....	
I.5.- TIPOS DE SUBESTACIONES EN FUNCION DE SUS CARACTERÍSTICAS	
.....	
CONSTRUCTIVAS.	
I.5.1.- SUBESTACIONES DE TIPO INTEMPERIE.	
Hay subestaciones de intemperie tipo convencional y de tipo compacto. Los aislamientos de estas subestaciones eléctricas están diseñados para que operen con alto grado de humedad y bajo lluvia, por lo cual los aisladores tienen grandes	
I.5.2.- SUBESTACIONES DE TIPO INTERIOR	
I.5.3.- SUBESTACIONES DE TIPO BLINDADO O COMPACTO ...	

I.5.4.- SUBESTACIONES EN SF6 (HEXAFLUORURO DE AZUFRE)	
I.6.-CLASIFICACION POR CORRIENTE.....	
I.7.-CLASIFICACION POR NIVEL DE TENSION ELÉCTRICA....	
definido.	
CAPÍTULO II.....	
ELEMENTOS DE LA.....	
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	
II.- ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA SUBESTACIÓN.	
II.1.-TRANSFORMADOR	
II.1.1.-CONCEPTOS	
II.1.2.-CLASIFICACION.....	
II.1.3.- ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR.....	
II.1.3.1- INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE.....	
II.1.3.2.- INDICADOR DE TEMPERATURA	
II.1.3.3.- MANÓMETRO	
II.1.3.4.- CAMBIADOR DE DERIVACIONES	
II.1.3.5.- PLACA DE DATOS	
II.1.3.6.- VÁLVULA AUXILIAR SUPERIOR	
II.1.3.7.- VÁLVULA AUXILIAR INFERIOR	
II.1.3.8 y II.1.3.9.- ACOPLAMIENTOS DE ALTA Y BAJA TENSION.....	
II.1.3.10.- BANCOS DE RADIADORES	
II.2.- CORTACIRCUITOS O INTERRUPTORES.	
II.3.- CUCHILLAS FUSIBLE.....	
II.4.- CUCHILLAS DESCONECTADORAS	
II.5.CUCHILLAS DE PRUEBA O AUXILIARES	
II.6. APATARRAYOS	
II.7.-TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.....	
II.8. -TABLEROS DUPLEX DE CONTROL	

II.9.- EQUIPO DE MEDICION	
II.10. AISLADORES.....	
II.11.- EQUIPO CONTRA INCENDIOS	
II.12.- SISTEMA DE TIERRAS	
II.13.- NOMBRE Y CLAVE DE CADA UNA DE LAS SECCIONES DE LA SUBESTACIÓN ELECTRICA.....	
II.13.1.- SECCION DE MEDICION “A”	
II.13.2.- SECCION CUCHILLAS DE PASO “Y”	
II.13.3.- SECCION DE INTERRUPTOR, FUSIBLE Y APARTARRAYOS. “M”	
II.13.4.- SECCION DE INTERRUPTOR DE FUSILES “P”	
II.13.5.- SECCION DE ACOPLAMIENTO “JS”	
II.13.6.- SECCION DEL TRANSICIÓN “T”	
II.13.7.- SECCION DE CUCHILLAS DE ACOMETIDA Y CUCHILLAS DEL PASO “Z”	
II.13.8.- SECCION DE ACOMETIDA REMOTA “X”. .	
II.13.9.- SECCION DE CUCHILLAS DE PRUEBA “K”	
II.13.10.- SECCION DE ALTA TENSIÓN ACOMETIDAS.....	
II.14.DESCRIPCION Y SIMBOLOGIA PARA DIAGRAMA DE SUBESTACION ELECTRICA	
CAPITULO III.	
LA ADMINISTRACIÓN DEL MANTENIMIENTO	
III.1 INTRODUCCIÓN.....	
III.1.1 EL MANTENIMIENTO.	
III.2 CARACTERÍSTICAS DEL MANTENIMIENTO.	
III.2.1 LA ADMINISTRACIÓN DEL MANTENIMIENTO	
III.3 CLASIFICACIÓN DEL MANTENIMIENTO	

III.3.1 MANTENIMIENTO CORRECTIVO.	MC
III.3.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO.	MP
definido.	
III.3.2.1 Objetivos del MP.....	
III.3.2.2. PROCEDIMIENTOS DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO.	
III.3.2.3. MANTENIMIENTO RUTINARIO.	
III.4 COSTOS DEL MANTENIMIENTO.	
III.5. CRITERIOS PARA ESTIMAR COSTOS.....	
III.5.1. PARÁMETROS DE COSTOS.....	
III.5.2. ESTIMACIÓN DE COSTOS.....	
III.5.2.1. ¿Quién debe hacer la estimación?	
III.6.TERMINOS UTILIZADOS EN MANTENIMIENTO Y SU ALCANCE.....	
III.6.1. DE ACUERDO CON LA FUNCIÓN EN LA QUE INCURREN.....	
III.7. SERVICIOS DE MANTENIMINETO	
III.7.1. RESPONSABILIDADES.....	
CAPITULO IV	
PROPUESTA DE ACTIVIDADES PARA MANTENIMIETO DE SUBESTACIONES	
.....	
IV.1. ACCIONES PREVIAS A LA EJECUCION DEL MANTENIMIENTO	
PREVENTIVO A SUBESTACIONES ELECTRICAS.....	
IV.1.1. MANIOBRAS EN BAJA TENSIÓN:	
IV.1.2. MANIOBRAS EN ALTA TENSIÓN	
IV.2. ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO A SUBESTACIONES	
ELECTRICAS DE DISTRIBUCIÓN	
IV.2.1. Gabinetes generales.....	
IV.2.2. Terminales a base de Conos de alivio.....	
IV.2.3. Cables de alta Tensión.....	

IV.2.4. Aisladores (todo tipo de soporte aislante de barras conductoras).	
IV.2.5. Registros	
IV.2.6. Cuchillas de prueba o cuchillas de paso.....	
IV.2.7. Cuchillas Seccionadoras de Operación con carga, Cortacircuitos, Fusibles y Cortacircuitos Portafusibles de Expulsión.....	
IV.2.8. Apartarrayos	
IV.2.9. Barras Colectoras en Alta Tensión.....	
IV.2.10. Transformadores de Distribución.....	
IV.2.11. De rutina	
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.....	
FACTOR DE POTENCIA DEL	
AISLAMIENTO.....	
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.	
P O L A R I D A D	
RESISTENCIA OHMICA DE DEVANADOS.	
CORRIENTE DE EXCITACIÓN CON	
EQUIPO DE FACTOR POTENCIA.....	
MEDICION DE IMPEDANCIA.....	
RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE.....	
RESISTIVIDAD DEL ACEITE.....	
TENSIÓN INTERFACIAL DEL ACEITE.....	
COLOR Y CONDICIÓN DEL ACEITE	
NUMERO DE NEUTRALIZACIÓN DEL ACEITE (ACIDEZ)	
HUMEDAD DEL ACEITE.....	
FACTOR DE POTENCIA DEL ACEITE	
CROMATOGRAFIA DE GASES EN EL ACEITE AISLANTE. .	

IV.3. RESUMEN DE UN REPORTE DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO
PREVENTIVO REALIZADO A SUBESTACIONES DE APPLETON ELECTRIC .

.....
CONCLUSIONES.....
BIBLIOGRAFÍA



CAPÍTULO I
LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA



I.- GENERALIDADES.

I.1.- CENTRAL GENERADORA.

Los grandes sistemas de distribución de energía eléctrica son necesarios entre la planta generadora y la planta industrial.

Esto se debe a que en un país generalmente existen pocos lugares donde las riquezas naturales son suficientes para generar energía eléctrica en forma económica, como es el caso donde existen gran cantidad de energía hidráulica o combustible natural de bajo costo para impulsar los generadores eléctricos.

Al conjunto de máquinas que transforman un tipo de energía a energía eléctrica se le nombra central generadora. Las plantas generadoras que tenemos en el país son:

- Hidroeléctricas
- Termoeléctricas
- Nucleoeléctricas
- Geotérmicas
- Ciclo Combinado
- Eólicas
- Maremotrices
- Solares
- De Combustión interna

Las plantas eólicas, maremotriz y solar, son de experimentación porque la capacidad que llegan a generar es muy pequeña en comparación con las otras.

La energía eléctrica es siempre transmitida a tensiones muy altas desde la central generadora hasta la periferia del área de consumo.

I.2.- SISTEMA ELECTRICO.

Un sistema eléctrico es un conjunto de elementos que permiten producir, transportar y consumir la energía eléctrica.

Para la producción, manejo y uso eficiente de la energía eléctrica habrá que considerar los siguientes aspectos:

- 1.- Generación
- 2.- Transformación
- 3.- Transmisión, subtransmisión y/o distribución



4.- Utilización

I.2.1.- Generación.

Las tensiones de generación en las centrales eléctricas más comunes son 115 Kv, 230Kv, 400Kv y 800Kv para Extra Alta Tensión.

I.2.2.-Transformación.

Es la parte del sistema eléctrico que como su nombre lo indica, se encarga de transformar los valores de tensión de los sistemas de generación propios a tensiones mayores o menores para su transmisión, distribución y utilización en los centros de consumo. En esta fase se realiza el proyecto de la subestación eléctrica, determinando la ubicación y dimensionado de equipos principales e indicando detalles de montaje, se diseñan y dimensionan los sistemas de medición, protección y control.

I.2.3- Transmisión, subtransmisión y/o distribución.

La energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades, debe generarse en el momento que se deseé y ser conducida desde los centros de generación y/o transformación a los de consumo. Para ellos se requiere hacer una obra de infraestructura tan importante como la de generación misma. La transmisión se puede realizar en forma aérea, subterránea o una combinación de ambas, ya sea en alta, media y baja tensión.

Tensiones de transmisión:	400 y 230 Kv
Tensiones de subtransmisión:	115, 85 y 66 Kv
Tensiones de distribución primaria	34.5, 23 y 13.2 Kv
Tensiones de distribución secundaria	240, 220, 127 y 120 Volts

I.2.4.- Utilización.

Es la parte final del sistema en donde la energía eléctrica distribuida desde los centros de generación y/o transformación es utilizada por las diferentes cargas del centro de consumo, como son bombas, compresores, calentadores, contactos trifásicos, alumbrado, etc.



Figura I.1.- Turbo Generador Eléctrico de una Central Generadora.

I.3.- SUBESTACIÓN ELECTRICA.

Una subestación eléctrica es un conjunto de elementos y dispositivos eléctricos que transforman las características de la potencia eléctrica (tensión y corriente) para la transmisión, distribución o conmutación.

Desde el punto de vista de de la función que desempeñan las subestaciones se pueden clasificar de las diversas formas que a continuación se mencionan.

- a) Por servicio
- b) Por características constructivas
- c) Por tipo de corriente
- d) Por nivel de voltaje, etc.

I.4.-CLASIFICACION DE LAS SUBESTACIONES DE ACUERDO AL SERVICIO.

De acuerdo al tipo de servicio que prestan las subestaciones pueden ser:

- 1.- Elevadoras
- 2.- Compensadoras
- 3.- Reductoras



- 4.- De maniobras o switcheo
- 5.- De distribución
- 6.- Rectificadoras
- 7.- Inversoras

I.4.1.- SUBESTACIONES ELEVADORAS.

Son subestaciones que normalmente se encuentran en las centrales generadoras alejadas de los centros de consumo y que sirven para elevar el voltaje a niveles en los que resulte económica la transmisión de la energía eléctrica. En estas subestaciones los transformadores elevadores tienen conexión delta-estrella con neutro sólidamente aterrizado, la delta sirve para evitar que las armónicas producidas pasen a la red de alta tensión y la estrella aterrizada permite que por medio del neutro se eviten sobretensiones y permita la operación rápida de las protecciones eléctricas del sistema. Son empleadas en transmisión eléctrica a niveles de tensión mayores de 230Kv.

I.4.2.- SUBESTACIONES COMPENSADORAS.

Estas Subestaciones se llaman también subestaciones intermedias y se utilizan para compensar reactivos en las líneas largas de gran longitud. Una línea de 400 Kv debe transmitir del orden de 600 Mw a una distancia de por lo menos 400 Km para ser económica, sin embargo, en esta longitud la línea resulta inestable sin una o más subestaciones intermedias.

Las subestaciones compensadoras no tienen transformadores de potencia, ya que operan con un solo voltaje (400 Kv o más) en sus circuitos principales.

I.4.3.- SUBESTACIONES REDUCTORAS.

Son aquellas que reducen el voltaje de transmisión o de subtransmisión a voltajes menores con el fin de facilitar la distribución de la energía en el territorio que sirve el sistema. Las tensiones intermedias entre la transmisión (230, 400 Kv) y la de distribución (6 a 34.5 Kv) son varias porque depende de la potencia y distancia a que se transmite la energía eléctrica.

Los niveles de tensión de las subestaciones reductoras son muy variados ya que responden a las condiciones concretas del sistema, a las características de la carga y del territorio.



I.4.4.- SUBESTACIONES DE MANIOBRAS O DE SWITCHEO.

En los sistemas de potencia normalmente se tienen variaciones considerables de carga, por lo cual surge la necesidad de realizar maniobras de conmutación para modificar la estructura del sistema, para lograr con esto un régimen de operación económico, confiable y seguro. Las subestaciones de maniobra ocupan nodos de interconexión de partes importantes del sistema, por lo cual a través de ellas pasan grandes bloques de energía que pueden poner en riesgo la estabilidad del sistema cuando se presentan fallas a las barras de las subestaciones eléctricas.

I.4.5.- SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.

Las subestaciones de distribución son las encargadas de reducir el voltaje de subtransmisión (230, 115, 85, 66 Kv) al voltaje de distribución primario 6, 13.3, 23 y 34.5Kv. De las barras colectoras de las subestaciones de distribución salen los alimentadores primarios del sistema de distribución con tensiones de 6, 13.2-13.8 y 34.5 Kv.



Figura I.2.- Subestación Eléctrica (Área de Transformadores)

I.5.- TIPOS DE SUBESTACIONES EN FUNCION DE SUS CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS.

Por su construcción las subestaciones pueden ser:



- De intemperie (convencional)
- De tipo interior
- De tipo blindado o compacto
- En hexafluoruro de azufre

I.5.1.- SUBESTACIONES DE TIPO INTEMPERIE.

Hay subestaciones de intemperie tipo convencional y de tipo compacto. Los aislamientos de estas subestaciones eléctricas están diseñados para que operen con alto grado de humedad y bajo lluvia, por lo cual los aisladores tienen grandes faldones que sirven para alargar la distancia dieléctrica y para mantener la rigidez dieléctrica necesaria en condiciones de lluvia y contaminación.

Las subestaciones de intemperie convencionales, se caracterizan por ocupar grandes espacios con el equipo montado sobre estructuras de acero y concreto. Existen subestaciones de tipo intemperie prácticamente en todos los voltajes, esto se debe a que las distancias dieléctricas son muy grandes. Sólo recientemente se empiezan a instalar subestaciones de 400 kv en SF6 para centrales termoeléctricas de gran capacidad.

Figura I.3.- Subestación Tipo Intemperie (Transformador de Potencia)



I.5.2.- SUBESTACIONES DE TIPO INTERIOR

Son subestaciones cuyo equipo está diseñado para operar en el interior de edificios o construcciones especiales para la subestación. Actualmente van perdiendo terreno frente



a las blindadas debido a que las condiciones de construcción de éstas proporcionan mayor calidad. Las subestaciones de tipo interior pueden utilizar tableros de fuerza producidos en fábricas especializadas con lo que la calidad obtenida es óptima. Estas subestaciones eléctricas son aplicables sobre todo en los casos de centrales generadoras que distribuyen energía en tensiones de generación.

I.5.3.- SUBESTACIONES DE TIPO BLINDADO O COMPACTO

Son subestaciones de uso común en tensiones de distribución de 6 a 34.5 Kv construidas respetando los lineamientos de las normas Nacionales e Internacionales IEC-I44 e IEC-298 además de otras normas norteamericanas y europeas. Así mismo cumplen con las reglamentaciones expedidas por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro estando registradas por dicha dependencia gubernamental para su fabricación y venta bajo NOM.

Las subestaciones compactas cumplen con las normas de seguridad al presentar en toda la superficie perimetral láminas exentas de potencial eléctrico, de tal manera que cualquier contacto involuntario del personal no presenta riesgo alguno.

Figura. I. 4.- Gabinete de Subestación Tipo Compacta.





Estas subestaciones están destinadas a proporcionar un servicio confiable a las instalaciones eléctricas industriales abastecidas por la Comisión Federal de Electricidad y por Luz y Fuerza del Centro en todo el país.

Estas subestaciones son modulares, teniendo un número de secciones verticales determinado por las necesidades del cliente.



Figura I.5 Gabinetes de Subestación tipo compacta.

I.5.4.- SUBESTACIONES EN SF6 (HEXAFLUORURO DE AZUFRE)

En estas subestaciones las partes vivas y el equipo se encuentra dentro de módulos herméticamente cerrados aislados con gas SF6 (hexafluoruro de azufre) a presión con blindaje metálico. Son subestaciones análogas a las de tipo convencional en lo referente al equipo de alta tensión que utilizan, con la diferencia de que todas las partes y equipos que soportan tensión están contenidos dentro de envolventes metálicos que forman módulos fácilmente enchufables entre sí. Estos módulos se encuentran dentro de una atmósfera de gas seco y a presión (hexafluoruro de azufre), que tiene características de reducir enormemente las distancias de aislamiento, comparativamente con las del aire, y que permite diseñar subestaciones con dimensiones mucho más reducidas.

El desarrollo de la tecnología de las subestaciones en gas se debió al crecimiento de las grandes ciudades, tanto en lo vertical como en lo horizontal, lo que origina un aumento en la densidad de la carga eléctrica, sobre todo en las zonas céntricas de las mismas. En las



grandes ciudades como la Ciudad de México, se emplean subestaciones eléctricas en SF6 tanto por el alto costo que tienen los terrenos, como por estética, ya que la subestación ocupa un área y una altura mucho menores que la subestación eléctrica convencional y presentan mejor aspecto. Un estudio técnico-económico en estos casos da la ventaja a las subestaciones en gas, a pesar de que el equipo en si, es de alto costo. Las normas referentes a las subestaciones encapsuladas o instalaciones de maniobras en SF6 son: ANSI/IEEE C37.122, IEC-517 y otras.

1.5.4.1.-Ventajas de las subestaciones SF6

Como se puede observar, a tensiones del orden de 230 Kv, y en lugares céntricos de grandes ciudades, las subestaciones en SF6 comienzan a ser más baratas que las convencionales a la intemperie, de igual capacidad y con igual disposición física. Para tensiones menores de 230 Kv el costo de las subestaciones en gas crece, por lo que sólo se recomienda su uso en lugares de alta contaminación, o donde se tengan problemas de espacio disponible.

PARTIDAS	SUBESTACIONES	
	SF6	CONVENCIONAL
COSTO DE:		
Equipo eléctrico (más el gas)	239%	100%
Materiales varios, electromecánicos	18%	100%
Estructuras y cimentaciones	60%	100%
Trabajos de ingeniería civil	58%	100%
Trabajos de ingeniería electromecánica	72%	100%
Terreno	5%	100%
Total	92%	100%

Tabla I.1.- Costo Comparativo Entre Subestaciones Eléctricas.

Para tensiones superiores a 400 Kv, el costo de las subestaciones en gas desciende a valores en que puede ser económica su instalación, aun en lugares periféricos de grandes ciudades.



Las subestaciones en gas pueden fabricarse en forma monofásica con una envolvente en cada fase o trifásica con una envolvente rodeando las tres fases. Las tres primeras son ligeramente más voluminosas y más caras que las segundas.

Las trifásicas se usan para tensiones de hasta 145 Kv, mientras que las monofásicas se usan para todo tipo de tensiones, hasta valores de 800 Kv.

Las trifásicas están diseñadas en tal forma, según afirmaciones de algunos fabricantes, que en ese caso de iniciarse un corto circuito de fase a tierra, se obligue a este a transformarse en trifásico, para que por medio de una protección rápida se abra el circuito antes de que se perfora la envolvente metálica y escape el gas.

Las ventajas de las trifásicas son: Ocupan menor espacio, es más fácil su mantenimiento, por que las envolventes permiten mejor la entrada al personal, tienen 5% menos de partes móviles y por ser una sola envolvente en lugar de tres, disminuye la posibilidad de fugas de gas. Finalmente, los flujos magnéticos de cada una de las tres fases se compensan disminuyendo pérdidas de energía.

Las ventajas de las monofásicas son: Sólo puede existir el corto circuito de fase a tierra, con lo que mediante una protección rápida se elimina la posibilidad de una perforación de la envolvente, además de que la falla sólo afecta a una de las tres fases y no a las tres.

Otras ventajas de las subestaciones de SF6 son:

1. Debido a que todas las partes sometidas a tensión están contenidas en envolventes metálicas conectadas a tierra, se elimina el peligro de un contacto accidental con las partes vivas, mejorándose la seguridad del personal y la continuidad del servicio.
2. En lugares donde la contaminación atmosférica es muy alta, como en las fábricas de cemento, la construcción blindada protegida a su vez bajo techo, protege perfectamente la instalación.
3. La construcción blindada evita la radio interferencia y disminuye el nivel de ruido, debido a la operación de los interruptores.
4. La disminución de las dimensiones de la instalación, especialmente la altura, facilita su instalación en forma disfrazada, o bien, su instalación en interiores, o en forma subterránea.
5. Estadísticamente se ha observado que en una subestación de 230 Kv instalada en el centro de una gran ciudad, que utilice una instalación de tipo convencional, el costo de



la instalación es del orden de un 10% mayor del costo que se obtiene utilizando la misma, pero en gas.

De lo anterior se concluye para afirmar que las instalaciones en gas son más económicas que las de tipo convencional, cuando se instalan en zonas urbanas de terrenos muy caros y con tensiones superiores a 230 Kv.

I.6.-CLASIFICACION POR CORRIENTE

Por la corriente que maneja la subestación eléctrica pueden ser:

- a) **De corriente alterna.** Son las que manejan la corriente alterna de frecuencia industrial (60Hz)
- b) **De corriente directa.** Son las que manejan corriente directa ya sea en la subestación rectificadora o inversora.

I.7.-CLASIFICACION POR NIVEL DE TENSIÓN ELÉCTRICA.

Tal vez la clasificación mas aceptada de las subestaciones eléctricas es la que corresponde a su nivel de tensión, ya que hablar de por ejemplo 400 Kv implica ciertas características de potencia, de espacio, de costos e importancia de dicha subestación para el funcionamiento del sistema. Cuando por ejemplo se habla de una subestación eléctrica de 23 Kv, se tiene en mente que es de influencia local, que su comportamiento prácticamente no afecta el comportamiento del sistema.

Por lo anterior tenemos:

- Subestaciones de transmisión. Arriba de 230 Kv.
- Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 y 115Kv.
- Subestaciones de distribución primaria. Entre 115,13.8 y 13.2Kv
- Subestaciones de distribución secundaria. Debajo de 23Kv.

De la norma CFE-L0000-02 se indican a continuación las tensiones que se deben emplear preferente en los sistemas de energía eléctrica a nivel nacional (distribución, subtransmisión y transmisión) de la Comisión Federal de Electricidad.

Las tensiones que se mencionan son altas y sus valores son eficaces.

**Tensión nominal de un sistema:**

Es la tensión de designación del sistema a la que están referidas ciertas características de operación del mismo.

Baja tensión:

Tensiones no mayores de 1000 V.

Mediana tensión:

Tensiones mayores de 1000 V hasta de 35000V.

Alta tensión.

Tensiones mayores de 35000 V hasta 230000V.

Extra alta tensión.

Tensiones superiores a 230,000 V.

Tensiones de servicio.

Es la tensión en los puntos donde se conectan los sistemas eléctricos del suministrador con los del usuario.

La tensión de servicio puede ser de tres tipos, dependiendo de la zona donde se encuentre el usuario.

1. Tensiones preferentes.

Son aquellas que se deben de utilizar en todo el sector eléctrico.

2. Tensiones restringidas.

Son aquellas que debido al grado de desarrollo y el valor de las instalaciones no es posible eliminarlas siendo inevitable en el futuro aceptar algunas aplicaciones en las mismas.

3. Tensiones congeladas.

Son aquellas que se van eliminando progresivamente hasta su desaparición operando la tensión preferente más próxima.



Figura I.6.- Subestación Eléctrica en SF6 (Hexafluoruro de Azufre)



CAPÍTULO II
ELEMENTOS DE LA
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.



II.- ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA SUBESTACIÓN.

Una subestación eléctrica es un conjunto de elementos que nos permiten transformar o conservar las características de la energía eléctrica (tensión, corriente, frecuencia, etc.) y de proveer un medio de interconexión y despacho de energía entre las diferentes plantas generadoras, las líneas de transmisión y distribución de un sistema eléctrico.

Las subestaciones eléctricas intervienen en las distintas etapas que tiene la energía eléctrica desde su generación, es decir, la transmisión, la distribución, y la utilización.

Entre las funciones principales de las subestaciones se encuentre permitir hacer derivaciones de tensión a través de transformadores. Estrictamente los transformadores no forman parte de las subestaciones pero con frecuencia se considera como parte de ellas.

Dependiendo del tipo de la subestación que se trate, los elementos que conforman serán más o menos, esto debido a que los equipos varían de acuerdo al nivel de tensión, el uso, el servicio, etc., de la subestación. A pesar de ello, se puede decir que en la gran mayoría de las subestaciones eléctricas existen elementos básicos.

Los principales elementos que constituyen una subestación eléctrica son los siguientes:

- Transformador.
- Interruptores.
- Cuchillas fusibles, desconectadoras y de pruebas o auxiliares.
- Apartarrayos.
- Transformadores de instrumento.
- Tableros dúplex de control.
- Equipos de medición.
- Aisladores.
- Alumbrado.
- Equipo contra incendio.
- Sistema de tierras.
- Accesorios.



II.1.-TRANSFORMADOR

La sección de transformación de una subestación eléctrica es la más importante porque es aquella donde se transfiere la energía eléctrica cambiando el valor de la tensión a los valores de utilización.

Las subestaciones eléctricas industriales compactadas utilizan en su sección de transformación, Transformadores trifásicos que pueden ser tipo sumergido en aceite o tipo seco (transformadores en resina Epóxica).

Los transformadores sumergidos en aceite tienen accesorios de control y protección además de sus componentes principales.

La persona responsable de las maniobras en la subestación debe conocer el principio de funcionamiento, los componentes principales y los accesorios de control y protección de los transformadores utilizados en las subestaciones eléctricas.

II.1.1.-CONCEPTOS

El transformador está considerado como el elemento más importante de una subestación de C.A., se puede definir como sigue:

Es un dispositivo electromecánico de tipo estático, que cambia los valores de voltaje y corriente de entrada (primario), con respecto a los de salida (secundario), manteniendo constante la frecuencia.

Las ecuaciones fundamentales de un transformador son: la relación de transformación, la ecuación del voltaje inducido, y la fórmula de potencia.

a) Relación de transformación: Es el cociente entre las tensiones de entrada y de salida o entre el número de vueltas del devanado primario y el secundario o entre corriente de salida y entrada.

V_p = Voltaje de fase del primario (línea a neutro).

V_s = Voltaje de fase del secundario (línea a neutro).

N_p = Número de espiras por fase del primario.

N_s = Número de espiras por fase del secundario.

I_p = Corriente de fase del primario.

I_s = Corriente de fase del secundario.

a = relación de transformación.



b) Tensión nominal de entrada: Es la que se establece en el arrollamiento primario durante el servicio nominal, y para la que fue diseñado el transformador.

c) Tensión nominal de salida: Es la que se induce en el devanado secundario operado en vacío. Es aproximadamente un 5% mayor a la tensión de servicio.

d) Potencia nominal: Es el valor de la potencia aparente, dado en Kv ó en Mva y sirve de base para la construcción del transformador determina un valor definido de la corriente administrable cuando se aplica la tensión nominal.

e) Índice de carga: Es la corriente de trabajo y la nominal.

C = Índice de carga.

I = Corriente de operación.

I_n = Corriente nominal.

f) Pérdidas en el núcleo: También llamadas pérdidas en el hierro o en vacío. Es la energía que se pierde por histéresis y por corrientes parásitas. Es un valor proporcionado por el fabricante.

g) Pérdidas en los devanados: Conocidas también como pérdidas en el cobre, son las que se obtienen por calentamiento de los devanados. (Efecto Joule). En las subestaciones en las que ésta instalado un transformador, normalmente es éste el que determina el tipo de subestación, esto es, subestación elevadora o subestación reductora en la mayoría de las ocasiones.

Las partes principales de que ésta formado un transformador son las siguientes:

- A. Núcleo.
- B. Devanado primario y secundario.
- C. Tanque y Accesorios.
- D. Boquillas aisladoras para conexión.
- E. Herrajes (para sujeción del núcleo).
- F. Ganchos de sujeción.
- G. Base para rolar.
- H. Placa de características.
- I. Placa de conexión a tierra.
- J. Instrumentos indicadores.



II.1.2.-CLASIFICACION

a) Por número de fases pueden ser:

1. Monofásicos.
2. Trifásicos.

b) Por el tipo de núcleo:

1. Núcleo tipo columnas.
2. Núcleo tipo acorazado.



Figura II.1. Transformador Eléctrico.

c) Por su tipo de enfriamiento:

1. Tipo OA. (oil –air)
2. Tipo OA/FA.oil-air & forcé air
3. Tipo FOA.forced oil & air
4. Tipo OW. Oil water
5. Tipo AA.natural air
6. Tipo AFA.

**d) Por su operación:**

1. Distribución.
2. Mediana potencia.
3. Potencia.

e) Por su relación de transformación:

1. Elevadores.
2. Reductores.
3. De enlace.

En los transformadores trifásicos industriales, las terminales de alta tensión están marcadas con H1, H2, H3. Las terminales de baja tensión con X1, X2, X3 y X0.



Figura II.2. Boquillas de un Transformador Trifásico Industrial

II.1.3.- ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR

En la Figura II.3. Se muestran los accesorios del transformador.



Figura II.3. Accesorios del transformador.

A continuación daremos una explicación de cada uno de los accesorios que constituyen al transformador de distribución.

II.1.3.1- INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE

Como su nombre lo indica, es un aparato que informa cual es el nivel de aceite en el interior del transformador. Básicamente hay dos tipos de indicadores de nivel:

- a) De tubo de cristal
- b) De carátula

El indicador del nivel de tubo de cristal, se usa en los transformadores que tienen tanque conservador, pues el tanque principal se encuentra completamente lleno de aceite. En la cámara de expansión, la presión puede aumentar por el calentamiento del aceite, pero al llegar a un valor de peligro se abre una válvula de seguridad dejando salir los gases a la atmósfera. Otros tanques de conservación permiten la expulsión de esos gases antes de que alcancen niveles peligrosos.

Cuando el nivel del aceite en el tanque conservador varia, también lo hace en el tubo de cristal por estar directamente comunicado, pudiéndose así determinar desde el exterior, el nivel de aceite en el tanque conservador.



El indicador de nivel tipo carátula es muy usado en los transformadores herméticos, también llamados de colchón de aire. Como en la cámara o colchón de aire se presentan presiones al calentarse el aceite, éste tipo de indicador es apropiado para usarse en los transformadores herméticos porque no permite fugas de aceite ni entradas de humedad a través de él.

La operación de indicador de nivel de carátula es por medio de un flotador, su aguja indicadora está montada sobre un imán que gira en su sistema de aguja flotante. El sistema está herméticamente sellado.

El acoplador magnético consta de una flecha y los imanes orientados y polarizados, de tal manera que al recibir el mando del flotador, transmiten su movimiento a la aguja indicadora y accionan un microinterruptor en la posición de Bajo Nivel de Líquido. Los contactos de este microinterruptor se utilizan para operar circuitos de alarma, luz indicadora o sistema de relevador. Las conexiones se localizan por medio de un cable con conector removible sellado.

La brida de acoplamiento está construida de una pieza de aluminio para evitar fugas de líquido. Esta brida contiene un imán montado sobre una flecha en la cual se ensambla el brazo del flotador.

Para la instalación del instrumento, el tanque debe ser llenado a su nivel, a una temperatura del líquido de 25°C, a éste se le considera el nivel normal.

El aparato indica nivel normal "N", solamente cuando el nivel de aceite es correcto y la temperatura es de 25°C (temperatura ambiente promedio de muchos lugares). Con estas condiciones, el indicador de nivel marcará Alto nivel con temperaturas superiores a 25°C y Bajo nivel con temperaturas menores de 25°C.

En condiciones de BAJO NIVEL DE ACEITE, el indicador señalará nivel normal con temperaturas de 25°C o mayores, incluso, marcará un nivel un poco superior en condiciones de alta temperatura como 35°C, en caso de que el nivel no sea tan bajo. En caso de que se tenga BAJO NIVEL de peligro, para el transformador, la aguja marcará BAJO NIVEL encendiéndose una luz y posteriormente operará una alarma sonora.

Cuando se presenta un ALTO NIVEL DE ACEITE REAL, se originan sobre presiones en el colchón de aire que puede romper el hermetismo del tanque y provocar la entrada de humedad, pero antes de que esto suceda, la aguja del indicador marcará ALTO NIVEL y sonará la alarma.



II.1.3.2.- INDICADOR DE TEMPERATURA

Este aparato indica la temperatura que hay en la parte superior del interior del tanque, que es el lugar donde el aceite se encuentra más caliente.

El indicador tiene un vástago dentro del cual hay un elemento bimetálico que se deforma con el calor y mueve la aguja indicadora.

También cuenta con sus contactos para alarma visual y audible.

El sistema de alarma, de fábrica sale calibrado para que opere a 80°C, pero su mecanismo permite ajustes para temperaturas mayores y menores. Si el transformador soporta 55°C sobre el ambiente de 40°C, la calibración de la alarma, puede hacerse para operar con la temperatura máxima permitida en este caso.

Hay fabricantes de transformadores que recomiendan que el aceite no sobrepase a 90°C, en cuyo caso la alarma se calibrará para operar a 90°C.

El indicador de temperatura se monta en la pared del tanque del transformador, atornillado a su termopozo que tiene contacto directo con el aceite caliente.

La aguja roja indica la máxima temperatura alcanzada en un cierto período de trabajo. Para registrar la temperatura máxima de otro período, el agua puede regresar a 0(cero), a través del cristal del indicador por medio de un imán.

Para instalarse y evitar fugas, se puede usar algún sellador (cinta teflón) en la cuerda exterior del termopozo

El indicador se puede remover del tanque sin pérdidas de aceite y en operación.

II.1.3.3.- MANÓMETRO

Es un aparato que indica la presión o el vacío que hay en el interior de un tanque de transformador. La carátula indica una presión desde CERO hasta 2Kg/cm² y el vacío es indicado a la izquierda del cero.

Cuando la temperatura sea de 25°C, el manómetro marcará CERO, lo que quiere decir que dentro del tanque hay la misma presión que hay afuera en la atmósfera, siempre y cuando el nivel de aceite sea correcto.

Cuando la temperatura sea mayor de 25°C, el manómetro indicará presión y cuando la temperatura sea menor de 25°C, el manómetro marcará vacío. Lo anterior es cierto, siempre y cuando el nivel de aceite sea normal, si al aumentar la temperatura no hay presión, ni al bajar la temperatura hay vacío, o sea que el manómetro se mantiene en



cero, entonces se ha perdido el hermetismo, quedando el aceite expuesto a fugas y a la humedad.

II.1.3.4.- CAMBIADOR DE DERIVACIONES

En los transformadores de potencia, la regulación de voltaje se logra cambiando el número de vueltas de cada una de las bobinas de alta tensión mediante derivaciones (también llamadas TAPS).

Cuando el voltaje secundario disminuye, ya sea por efecto de la carga o por haber disminuido el voltaje primario, es necesario disminuir las vueltas de las bobinas de alta tensión, lo que se consigue moviendo el “cambiador de derivaciones” de la posición 3 a las 4 o hasta la 5 si es necesario. Por el contrario, si el voltaje secundario aumenta, se deben aumentar las vueltas de las bobinas de alta tensión moviendo el cambiador de derivaciones a la posición 2 o la posición 1.

Existen dos tipos de cambiadores de derivaciones:

a) De operación sin carga.

b) De Operación con carga.

a) Los cambiadores de operación sin carga son generalmente de 4 ó 5 derivaciones cada posición corrige el voltaje en un 2.5% del nominal, teniendo dos posiciones para elevar y dos posiciones para bajar el voltaje, otros tienen una para bajar, una para el nominal y tres para subir el voltaje.

Para operar el cambiador, es necesario desenergizar el transformador, conrtocircuitarlo a tierra y quitar las tapas de registro teniendo cuidado que no entre humedad al aceite.

Hay cambiadores de derivaciones que se operan desde afuera del transformador, lo que permite rapidez, en el cambio, menor tiempo de interrupción y no hay entrada de humedad.

Este tipo de cambiadores para operar sin carga, se usan donde una o dos veces al año hay la necesidad de hacer el cambio de posición.

b) Los cambiadores de derivaciones para operar con carga, se usan en subestaciones donde es necesario ajustar el voltaje instantánea y automáticamente para dar mayor continuidad al servicio en lugares donde la importancia y la naturaleza de la carga no permitiría hacer interrupciones varias veces al día para operar el cambiador.



Figura II.4. Cambiador de Derivaciones

II.1.3.5.- PLACA DE DATOS

Es una placa metálica que se localiza en un costado de los transformadores y contiene marcados a golpe los datos necesarios para la operación y cuidados de las unidades transformadoras.

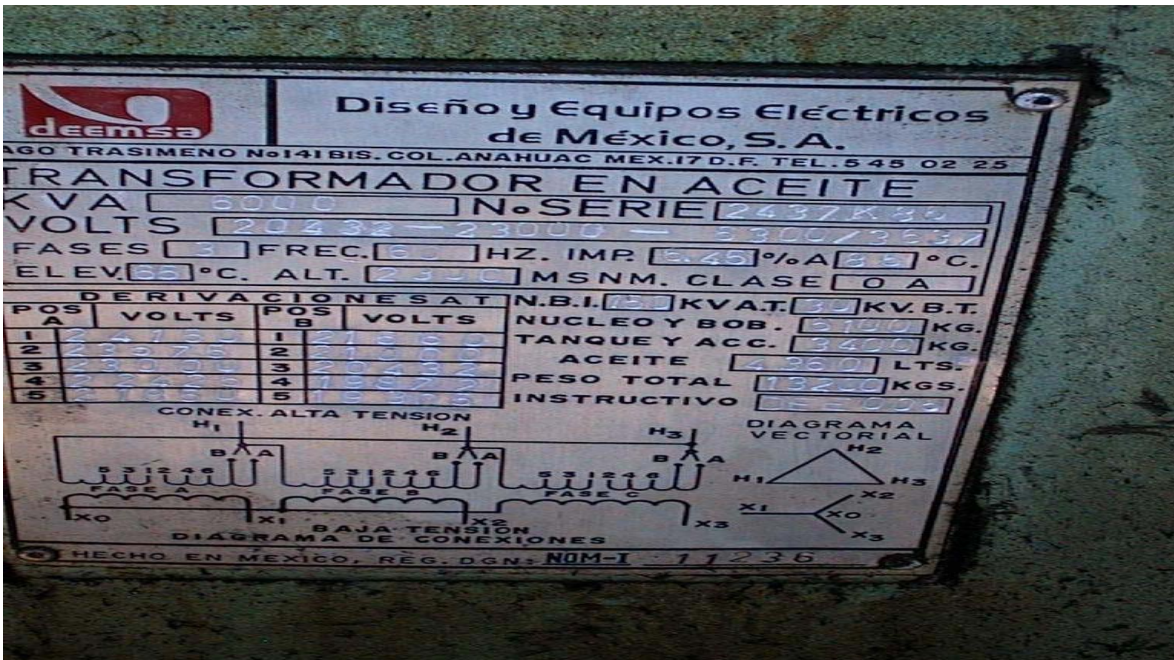


Figura II.5. Placa de datos de un Transformador.



II.1.3.6.- VÁLVULA AUXILIAR SUPERIOR

Sirve para el llenado del tanque con aceite y también para realizar la regeneración del aceite sin sacar de servicio el transformador.

II.1.3.7.- VÁLVULA AUXILIAR INFERIOR

Está es una válvula de donde se obtienen las muestras de aceite para comprobar sus propiedades dieléctricas. Su localización en la parte inferior se debe a que en esa zona se depositan los sedimentos, humedad, etc.

II.1.3.8 y II.1.3.9.- ACOPLAMIENTOS DE ALTA Y BAJA TENSIÓN

Pueden ser de tres tipos.

- a) De ducto, si el transformador se encuentra alejado del gabinete que aloja a los interruptores con carga.
- b) De cámara, cuando el transformador es acoplado directamente al gabinete de la subestación.
- c) En aire, si se trata de una subestación del tipo convencional



Fig. II.6.a.- Acoplamiento para Baja Tensión

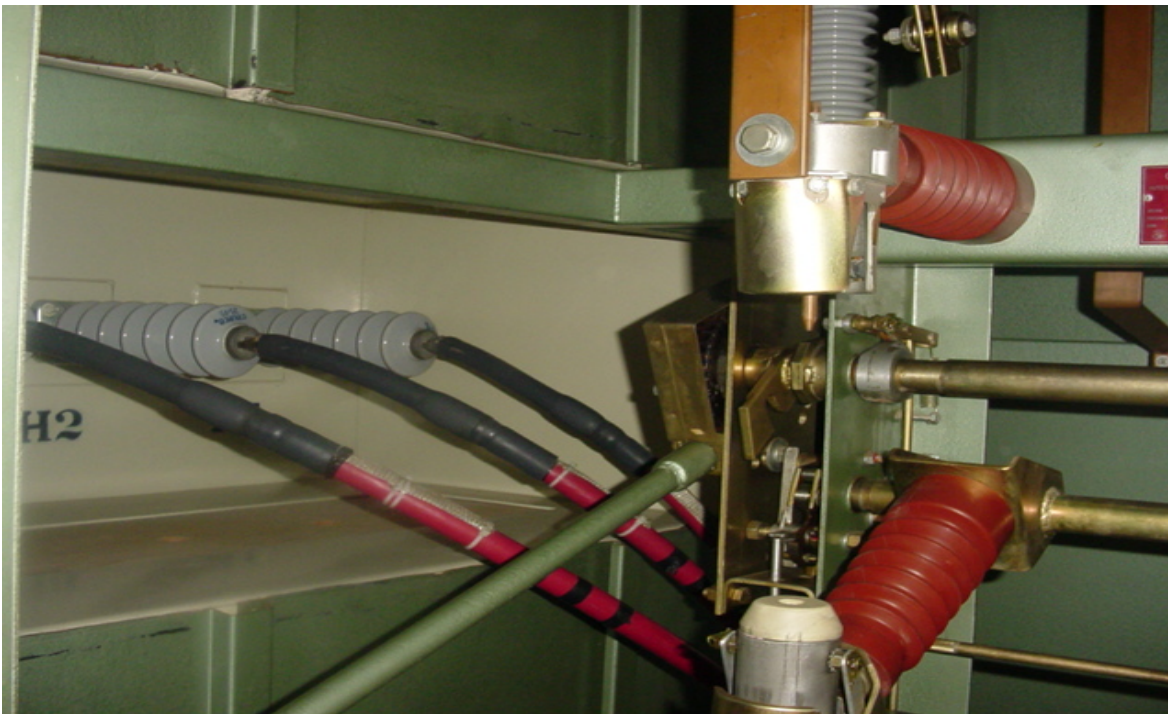


Fig. II.6.b.- Acoplamiento para Baja Tensión.



Fig. II.7.- Acoplamiento Para Alta Tensión y Bancos de Radiadores.



II.1.3.10.- BANCOS DE RADIADORES

Por ellos circula el aceite en forma descendente, transfiriendo al aire el calor recogido en las bobinas del transformador.

II.2.- CORTACIRCUITOS O INTERRUPTORES.



Los cortacircuitos o interruptores son dispositivos mecánicos de interrupción capaces de dejar pasar, conducir e interrumpir corrientes en condiciones normales de un circuito, así como también de dejar pasar, conducir durante un tiempo especificado e interrumpir corrientes en condiciones anormales especificadas, como por ejemplo las de corto circuito. El medio en que tiene lugar la interrupción del circuito puede designarse como un prefijo adecuado, por ejemplo cortacircuito de soplo de aire, cortacircuito en gas, cortacircuito en aceite o cortacircuito en vacío.

Los cortacircuitos se especifican por voltaje, nivel de aislamiento, corriente, capacidades de interrupción, voltaje de recuperación de transitorios, tiempo de interrupción y retardo de disparo.

Para las definiciones estándar, se recomienda la consulta de la norma ANSI C37.100 Definitions for Power Switchgear.

A continuación se mencionan los tipos de cortacircuitos que se manejan para alta tensión.

A. Corta Circuitos en Aceite

- 1.- Construcción de Tanque Muerto.
- 2.- Construcción de Tanque Vivo.
- 3.- Cortacircuito de aceite Mínimo.

(Usados principalmente en Europa)

B. Corta Circuitos al Vacío.

C. Interruptor Magnético en Aire.

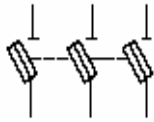
D. cortacircuitos de Aire Comprimido.

E. Corta circuitos de SF6

Las magnitudes características a considerar durante el proceso de cierre-apertura son las siguientes:



II.3.- CUCHILLAS FUSIBLE



Es un elemento de conexión y desconexión de circuitos eléctricos tiene dos funciones como cuchilla desconectora, para lo cual se conecta y desconecta y como elemento de protección que lo constituye el dispositivo fusible, que se encuentra dentro del cartucho de conexión y desconexión. El dispositivo fusible se selecciona de acuerdo con el valor de corriente nominal que va a circular por él, pero los fabricantes tienen el correspondiente nivel de corriente de ruptura para cualquier valor de corriente nominal.

Los elementos fusibles se construyen fundamentalmente de plata (en casos especiales), cobre electrolítico con aleación de plata, o cobre aleado con estaño.

Su función es quitar el potencial de los elementos de la red eléctrica previamente desconectados y proporcionar una ruptura visible de la continuidad del circuito.

Los fusibles son para instalarse en voltajes de 6 a 34.4 Kv del lado de alta tensión de los transformadores de distribución o en alimentadores. Tienen la función de conectar y proteger la línea de alimentación.

Existen diferentes tipos de cuchillas fusibles, de acuerdo con el empleo que se les dé.

II.4.- CUCHILLAS DESCONECTORAS

Son dispositivos de maniobras capaces de interrumpir en forma visible la continuidad de un circuito, pueden ser maniobrables bajo tensión pero en general sin corriente ya que poseen una capacidad interruptiva casi nula.

Por lo general se operan sin carga, pero con algunos aditamentos se pueden operar con carga, hasta ciertos límites.

Clasificación de cuchillas desconectoras.

Por su operación:

1. Con carga (con tensión nominal).
2. Sin carga (con tensión nominal).

**Por su tipo de accionamiento:**

1. Manual.
2. Automático.

Por su formas de desconexión:

1. Con tres aisladores, con dos fijos y un giratorio al centro (horizontal), llamado también de doble arco.
2. Con dos aisladores (accionados con pértiga). Operación vertical.

Por su forma en que se instala, la cuchilla recibe el nombre de:

1. Vertical LCO.
2. Horizontal Standard.
3. Con dos aisladores, uno fijo y otro giratorio en el plano horizontal.
4. Pantógrafo o separador de tijera.
5. Cuchilla tipo "AV".
6. Cuchilla de tres aisladores, el del centro movable por cremallera.
7. Cuchillas desconectadoras con cuernos de arqueo.
8. Cuchillas de operación vertical con brazo horizontal.
9. Cuchilla tripolar de doble aislador giratorio.

Algunas capacidades comerciales de cuchillas desconectadoras son:

Cuchillas de operación vertical en grupo, para montaje a la intemperie (dos aisladores).

Voltaje	75, 15, 34.5, 46, 69 KV
Corriente continua	600, 600, 600, 600, 600 Amperes
Frecuencia	60-60 Hz.
Apertura cuchillas	90



Cuchillas de operación vertical en grupo, para montaje a la anterior (dos aisladores)
Desconexión con pértiga.

Voltaje nominal	6, 7.5, 15, 23, 30 KV
Corriente continua	600, 600, 600, 600, 600 Amperes
Frecuencia	50-60 Hz
Apertura de cuchillas	90

Se recomienda usarlas para operaciones en grupo hasta 15 KV.

Cuchillas de operación vertical (una por fase) para instalación a la intemperie.

II.5.CUCHILLAS DE PRUEBA O AUXILIARES

Tienen la función de abrir el sistema cuando por alguna razón se requiera, y reciben este nombre por el hecho de que cuando la Compañía de Luz y Fuerza del Centro o Comisión Federal de Electricidad requieren efectuar pruebas a su sistema de medición, conectan directamente la línea a dichas cuchillas.

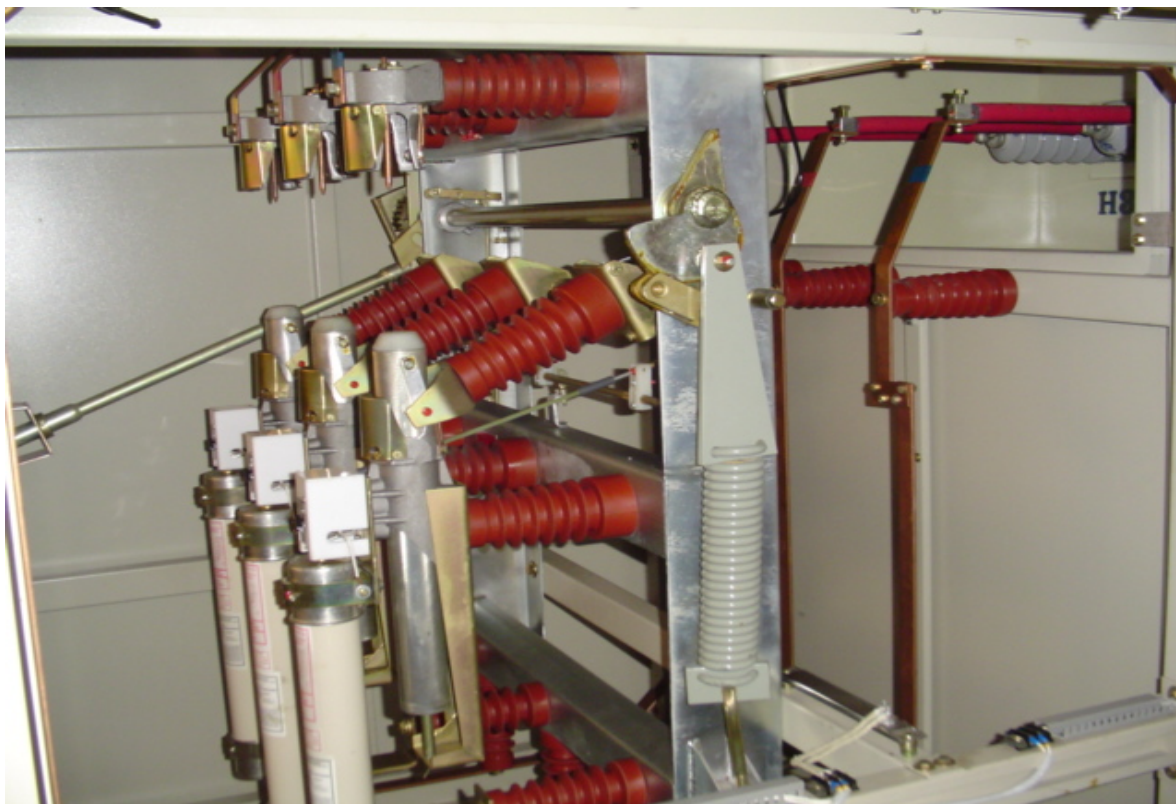


Figura. II.6. Cuchillas Fusible



II.6. APATARRAYOS

Las sobretensiones que se presentan en las instalaciones de un sistema pueden ser de dos tipos:

1. Sobretensiones de origen atmosférico.
2. Sobretensiones por fallas en el sistema.

Por lo tanto, el apartarrayos es un dispositivo que protege a los aislamientos de una instalación eléctrica contra las sobretensiones de origen atmosférico y/o sobretensiones por maniobras de interruptores. La función del apartarrayos consiste en conducir las corrientes de rayo a tierra y después restablecer la rigidez dieléctrica para eliminar la corriente a tierra producida por el voltaje de operación normal.

Las ondas que se presentan durante una descarga atmosférica viajan a la velocidad de la luz y dañan el equipo si no se le tiene protegido correctamente, para la protección del mismo se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

1. Descargas directas sobre la tensión
2. Descargas indirectas.

De los casos anteriores el más interesante, por presentarse con mayor frecuencia, es el de las descargas indirectas.

El apartarrayos, dispositivo que se encuentra conectado permanentemente en el sistema, opera cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud, descargando la corriente a la tierra.

Al llegar la onda de sobretensión por descarga atmosférica a los explotadores, cuya separación está determinada de antemano de acuerdo con la tensión a la que va a operar, rompe la rigidez dieléctrica de éste a través del arco eléctrico se conduce a tierra. A la corriente del rayo se suma de frecuencia industrial (60 Hz, en nuestro país), que pasa al aparecer el arco y permanece después de sobretensión.

Si el neutro está aterrizado se produce un corto circuito que se elimina por la protección con relevadores y si es flotante se pueden tener sobretensiones con pequeñas corrientes a tierra. Se fabrican diferentes tipos de apartarrayos, basados en el principio general de



operación, por ejemplo, los más empleados con los conocidos como “apartarrayos tipo autovalvular” y “apartarrayos de resistencia variable”.

El apartarrayo tipo autovalvular consiste en varias chapas de explosores conectados en serie por medio de resistencias variables cuya función es dar una operación más sensible y precisa. Se emplea en los sistemas que operan a grandes tensiones, ya que representan una gran seguridad de operación.

El apartarrayos de resistencia variable funda su principio de operación en el principio general, es decir, con dos explosores, y se conecta en serie a una resistencia variable. Se emplea en tensiones medianas y tiene mucha aceptación en sistemas de distribución.

La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de sobretensión presentes durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para las máquinas del sistema:

Las ondas que normalmente se presente son de 1.5 x 40 microsegundos (onda americana) y 1 x 40 microsegundos (onda europea). Esto quiere decir que alcanza su valor de frene en 1.5. a 1 microsegundo (tiempo de frene de onda).

La función de apartarrayos es cortar su valor máximo de onda (aplanar la onda).

Las sobretensiones originadas por descarga indirectas se deben a que se almacenan sobre las líneas cargas electrostáticas que al ocurrir la descarga se parten en dos y viajan en ambos sentidos de la línea a la velocidad de la luz.

Los apartarrayos protegen también a las instalaciones contra descargas directas para lo cual tiene radio de protección.

II.7.-TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Hay dos tipos diferentes de transformadores para instrumento, los transformadores de potencial y los transformadores de corriente, los primeros como su nombre lo indica, son usados para cambiar el potencial del circuito primario a un valor tal que puede ser usado con los instrumentos de medición y protección normales (generalmente 120 V ó 115 V). Los segundos son utilizados para cambiar la corriente del circuito primario a un valor normalizado, y son usualmente subdivididos en dos clases, dependiendo del servicio a que van a estar destinados, o sea, transformadores para medición y transformadores de protección, Como los transformadores de corriente para medición son usados par medir directamente valores de corriente y de potencia, es importante que los errores tanto de relación como de ángulo de fase sean los más pequeños posibles prácticamente ya que



ambos afectan las medidas de potencia. Los transformadores de corriente para protección son usados para la operación de los relevadores en circuitos de protección y control, y para tales aplicaciones errores mayores pueden ser aceptados. Más aún, para este tipo de aplicación los errores de ángulo de fase generalmente tienen muy poca importancia, ya que la operación de los relevadores no es afectada apreciablemente por tales errores.

Los transformadores de instrumento se usan, debido a que los medidores o relevadores para medir alta tensión o corriente directamente gastarían más energía y serán mucho más costoso tanto en su precio de venta como en su mantenimiento.

Las funciones de los transformadores para instrumento son primero, para aislar los circuitos de medición y control de los circuitos de potencia de alta tensión, suministrando con ello una protección a los medidores y aparatos de control así como también a las personas que deben trabajar con ello, Segundo, sirven para reducir un sin número de valores de tensiones y corriente nominales que se encuentran en los circuitos de fuerza a una base común, logrando con ello, la estandarización y relevadores.

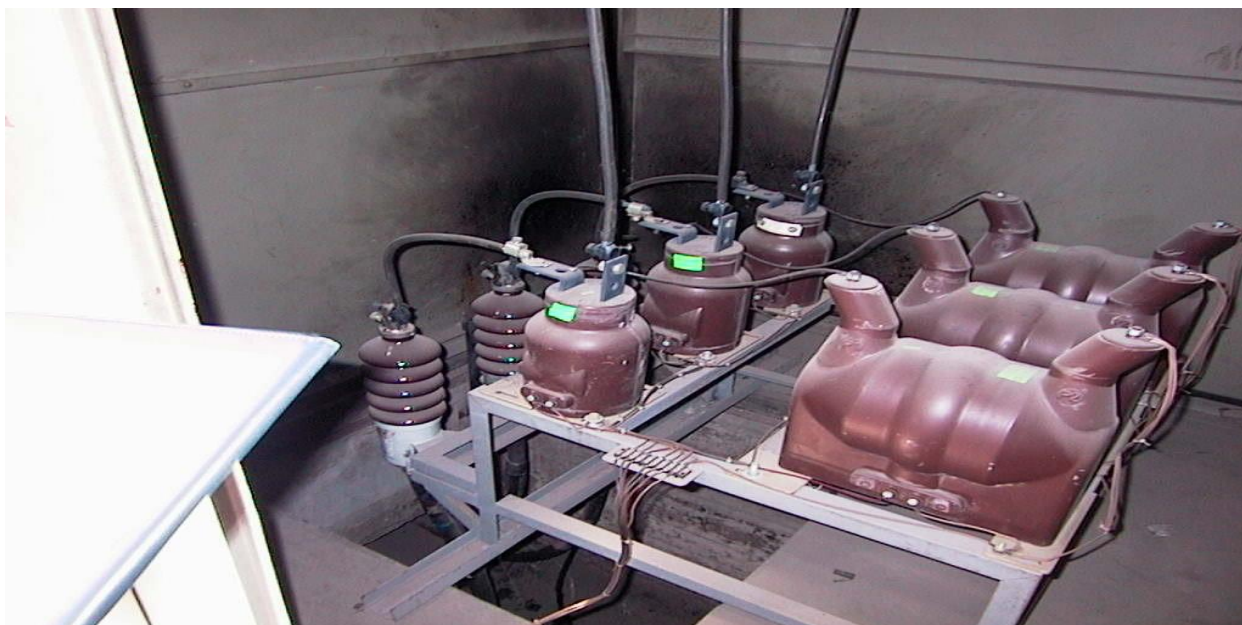


Figura II.7. Transformadores de Potencial, de Corriente y Apartarrayos.

II.8. -TABLEROS DUPLEX DE CONTROL

Es un dispositivo que alimenta, protege, interrumpe, mide y transfiere circuitos primarios. Se componen de uno o varios gabinetes y en ellos se localizan los mandos para diferentes equipos como las cuchillas, interruptores, también se localizan los controles e



indicadores de los relevadores. En este tablero se podrán hacer las maniobras de control para las diferentes condiciones para las que esté operando la subestación.

II.9.- EQUIPO DE MEDICION

Son los aparatos que van a medir los valores de corrientes, voltajes, potencia activa, potencia reactiva, energía activa. Cuando el contrato se hace con la compañía suministradora en alta tensión, los aparatos de medición se instalarán en el lado de alta tensión del transformador dentro del tablero o gabinete destinado para tal caso; en grandes subestaciones tanto el equipo de medición como el tablero de control se localizan en un local normalmente llamado cuarto de control.



Figura II.8. Equipo de Medición.

II.10. AISLADORES

El aislador es un soporte no conductor para un conductor eléctrico y puede ser de apoyo o de suspensión. Los aisladores pueden estar hechos de porcelana vidriada, vidrio templado o fibras epóxicas. Los aisladores pueden ser:

Aisladores soporte.

Aisladores de paso.

Aisladores de suspensión o colgantes.



El empleo de cada uno de estos tipos está sujeto al elemento conductor usado en el sistema de barras de la instalación, así por ejemplo si se emplea barra sólida el aislador será de soporte, pero sí se emplea cable entonces es común el empleo de aisladores tipo suspensión formado por cadenas montadas generalmente en posición horizontal.

Se fabrican para uso interior e intemperie por lo general de vidrio vitex y porcelana aunque para instalaciones interiores también se fabrican de resinas fundidas

Los aisladores tipo soporte se usan para instalaciones de alta tensión y por la alta resistencia de la resina sintética contra influencias climatológicas y la forma acanalada se pueden usar en ambiente de aire húmedo y en climas tropicales y temperaturas ambiente hasta de 90°C.

Para la selección de las dimensiones de los aisladores depende de la tensión nominal del sistema, los fabricantes recomiendan en sus catálogos, los adecuados basados en pruebas de laboratorio que cumplen con normas establecidas.

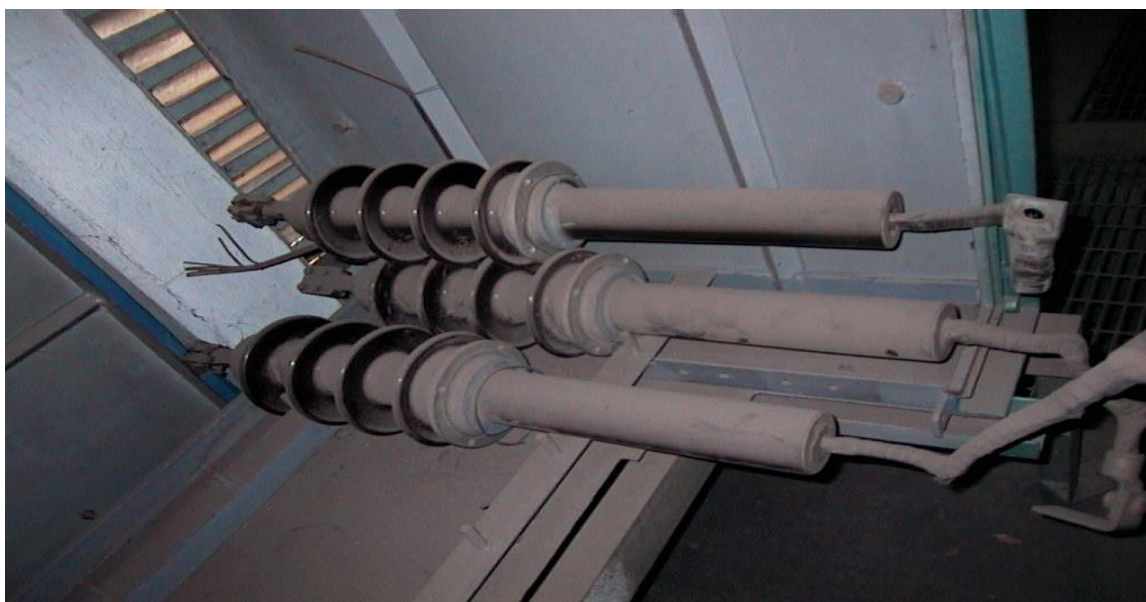


Figura II.9. Aisladores.

II.11.- EQUIPO CONTRA INCENDIOS

Ese equipo se usa para limitar los daños causados por el fuego en cables, transformadores y demás equipo de la subestación.

El sistema contra incendio consiste en una red hidráulica a presión que rodea a los equipos como transformadores, complementada con sensores detectores de fuego. Al



ocurrir un corto circuito seguido de incendio, por ejemplo en un transformador, opera en primer lugar la protección con relevadores eliminando la corriente de falla y enseguida se activa el equipo contra incendio. Es este equipo forma una nube de rocío que extingue el incendio e impide que se propague a otros elementos a través de los cables de potencia o de control.

Aparte de estos sistemas se cuenta con extinguidores de incendio de diversos tipos entre los cuales se encuentran los aptos para operar con potenciales eléctricos. Los extinguidores que utilizan espumas conductoras de la corriente eléctrica no se pueden utilizar en las subestaciones debido a que la corriente puede circular a través del chorro de espuma y electrocutar al personal que trata de extinguir el fuego.

II.12.- SISTEMA DE TIERRAS

El sistema de tierra tiene los siguientes objetivos:

- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes a tierra, ya sea debidas a una falla a tierra del sistema o a la operación de un apartarrayos.
- Evitar que durante la circulación de corrientes de falla a tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación (ya sea sobre el piso o con respecto a partes metálicas, puestas a tierra) que puedan ser peligrosas para el personal, considerando que las tensiones tolerables por el cuerpo humano no deben ser mayores que las tensiones resultantes en la malla.
- Facilitar la operación de los dispositivos de protección adecuados, para la eliminación de fallas de tierra.
- Proporcionar mayor confiabilidad y seguridad al servicio eléctrico.
- Evitar la aparición de potencial en el neutro de un sistema en estrella aterrizado.
- Garantizar la seguridad del personal en los límites de las instalaciones y en su proximidad.

Los elementos principales del sistema de tierra son:

- Red o malla de conductores enterrados.
- Electrodo de tierra, conectados a la red de conductores y enterrados a la profundidad necesaria para obtener el mínimo valor de resistencia de tierra.



- Conductores de puesta a tierra, a través de los cuales se hace la conexión a tierra de las partes de la instalación o del equipo.

II.13.- NOMBRE Y CLAVE DE CADA UNA DE LAS SECCIONES DE LA SUBESTACIÓN ELECTRICA

II.13.1.- SECCION DE MEDICION “A”

Esta sección está destinada para alojar el equipo de medición de la Compañía suministradora del Servicio Eléctrico y está diseñada para cumplir con los requerimientos de la Comisión Federal de Electricidad y de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro.



Figura II.10.- Vista frontal de la Sección de Medición Tipo Interior.

II.13.2.- SECCION CUCHILLAS DE PASO “Y”

En esta sección se encuentran las cuchillas de paso que son accionadas mediante una perilla de operación la cual se encuentra al frente del gabinete.

La cuchilla desconectadora es del tipo H245 NG-20N, tiro sencillo, 23 KV, nivel de aislamiento al impulso de 125 KV, capacidad nominal de 400 Amps, servicio interior, montada n aisladores de resina sintética, de operación rápida tripolar, sin carga, accionamiento de palanca.

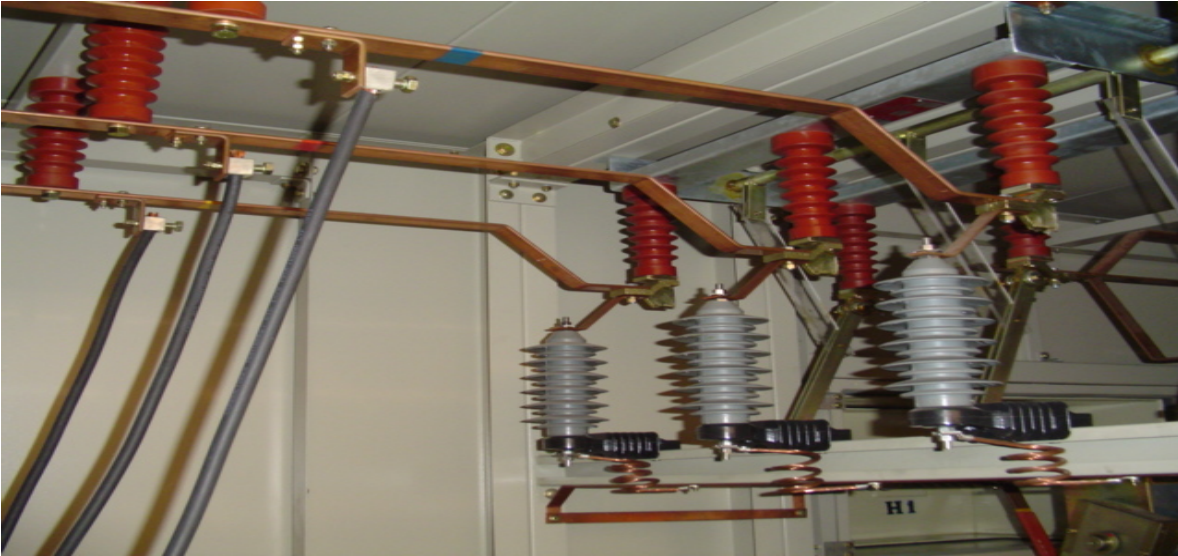


Figura II.11.a.- Vista de la Sección Cuchillas de Paso



Figura II.11.b.- Vista de la Sección Cuchillas de Paso

II.13.3.- SECCION DE INTERRUPTOR, FUSIBLE Y APARTARRAYOS. "M"

Esta sección tiene una puerta, una palanca para operación desde el frente del tablero y una ventana de inspección.

El equipo contenido es el siguiente: un interruptor de aire tipo H251-20N, simple apertura , 24kV, nivel de aislamiento al impulso 125 KV, corriente nominal de 400 Amps, servicio interior, accionamiento de disco y palanca, con mecanismo de energía almacenada para apertura rápida y disparo simultáneo en las tres fases en caso de operar algún fusible,



adaptado para recibir fusibles de potencia marca “s y C”, tipo SMD para elementos fusibles de hasta 200 Amps, capacidad interruptiva de 500 MVA simétricos a 800 MVA ASIMÉTRICOS.

Tres elementos fusibles de potencia, marca “s y C”, tipo SMD 23 KV de capacidad adecuada al transformador. Tres apartarrayos autovalvulares de distribución marca “CELECO” o similar, 1 polo, tipo AR-18 para trabajar en sistemas de 18-23 KV 60 Hz y con neutro sólidamente conectado a tierra.



Figura 2.12. Vista frontal de la sección “M”

II.13.4.- SECCION DE INTERRUPTOR DE FUSILES “P”

Esta Sección tiene una puerta, una palanca para operación desde el frente del tablero, y una ventana de inspección.

El equipo en es siguiente: un interruptor en aire, tipo H251-20N, simple apertura, 24kV, nivel de aislamiento al impulso 125 KV, corriente nominal de 400 Amps., servicio interior, accionamiento vertical, 3 polos, operación en grupo de medio de accionamiento de disco y palanca, con mecanismos de energía almacenada para apertura rápida y disparo simultáneo en las tres fases en caso de operar algún fusible, adaptado para recibir fusible de potencia marca “S y C”, tipo MSD para elementos fusibles de hasta 200 Amps., capacidad interruptiva de 500 MVA simétricos y 800 MVA asimétricos.

Tres elementos fusibles de potencia; marca “S y C”, tipo SDM 23 KV de capacidad adecuada al transformador.



Figura 2.13. Vista frontal de la sección "P"

II.13.5.- SECCION DE ACOPLAMIENTO "JS"

Esta Sección sin puerta ni ventana, contiene buses y aisladores de resina sintética.

El uso para el cual está diseñada es el siguiente:

Alojar los buses de conexión, que hay entre los fusibles de potencia y los bornes primarios del transformador, lo que permite su unión eléctrica y mecánica al gabinete del interruptor.

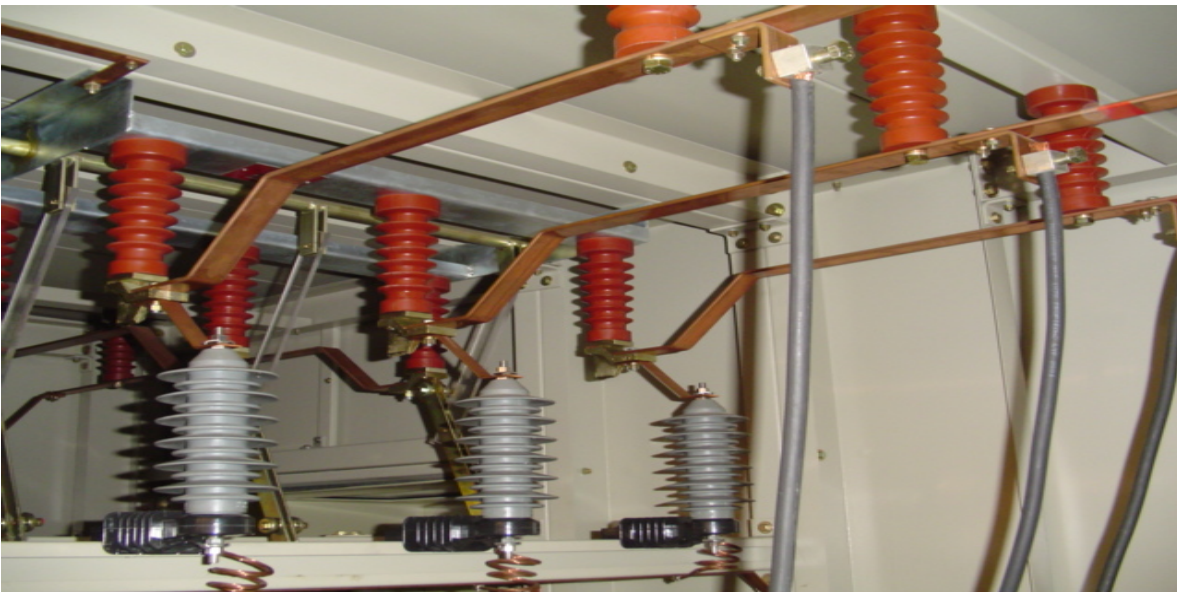


Figura II.14.- Vista frontal de la sección "JS."



II.13.6.- SECCION DEL TRANSICIÓN “T”

Esta Sección sin puerta ni ventana, contiene buses y aisladores de resina sintética. El uso para el cual está diseñado es el siguiente:

Dar espacio para interconectar un interruptor general con otros interruptores derivados, por medio del bus que va desde la parte inferior del interruptor general, hasta los buses de alimentación de los interruptores derivados.



Figura 2.15. Vista frontal de la Sección “t”

II.13.7.- SECCION DE CUCHILLAS DE ACOMETIDA Y CUCHILLAS DEL PASO “Z”

Esta sección tiene una puerta y una perilla de operación para la cuchilla en el interior del tablero. El equipo contenido es el siguiente:

La cuchilla desconectadora es del tipo H245 NG-20N, tiro sencillo 23 kV, nivel de aislamiento al impulso de 125 KV, capacidad nominal de 400 Amps, servicio interior, montada en aisladores de resina sintética, de operación rápida tripolar, sin carga, accionamiento de palanca.

Esta sección está diseñada para alojar los cables de energía y con sus mufas que provengan ya sea de la acometida por parte de la compañía suministradora de Servicios Eléctrico o de interconexión en caso de ser una subestación derivada.



II.13.8.- SECCION DE ACOMETIDA REMOTA “X”.

Esta sección sin puerta ni ventana, contiene los buses y aisladores de resinas sintéticas y zapatas terminales. El uso para el cual está diseñada es el siguiente:

Alojar los cables de energía con sus mufas y soportes adecuados que provengan de la acometida por parte de la Compañía suministradora del servicio eléctrico o de la interconexión en caso de ser una subestación derivada.

II.13.9.- SECCION DE CUCHILLAS DE PRUEBA “K”

Esta sección tiene una puerta y tres palancas para operación desde el frente del tablero.

El equipo contenido es el siguiente:

Tres cuchillas desconectadoras, tiro sencillo, 23 kV con un nivel de aislamiento al impulso de 125 kV, capacidad nominal de 400 AMP, servicio interior, montadas en aisladores de resiblock, operación rápida tripolar, sin carga, accionamiento manual.



Figura II.16. Vista Frontal de la Sección “K”

II.13.10.- SECCION DE ALTA TENSION ACOMETIDAS-

La energía eléctrica es entregada al consumidor mediante dos tipos de acometidas:

A) Aéreas.

Las acometidas aéreas con usadas según convenio de la compañía suministradora y por lo general están constituidas por aisladores tipo suspensión 10S ó S de porcelana, vidrio vitex o resina epóxica, usando remaches preformados si se usa aluminio, instalándose en



una estructura de fierro galvanizado tipo canal, tipo angular o en postes con este mismo tipo de herrajes según se requiera.

En ocasiones se pueden utilizar aisladores de alfiler o pasa muros según lo pida el tipo de acometida que satisfaga la necesidad.

Las acometidas aéreas se instalan en subestaciones convencionales tipo intemperie que principalmente se usan en zonas rurales y en complejos industriales.

B) Subterráneas.

Ampliamente utilizadas para subestaciones industriales compactas, están formadas principalmente por aisladores, apartarrayos, cortacircuitos, mufa o terminales y varilla de tierra, todo esto sobre herrajes de fierro canal galvanizado montado en poste de concreto.

Este tipo de acometidas es la que se usa normalmente en subestaciones industriales compactas localizadas en zonas urbanas.





Figura II.17. Acometida Subterránea.

II.14.DESCRIPCION Y SIMBOLOGIA PARA DIAGRAMA DE SUBESTACION ELECTRICA

1.- ACOMETIDA DE COMPANIA DE LUZ

3.- APARTARRAYOS AUTOVALVULARES 20-23 KV TIPO H 415 A 20 S.I.C. D.G.E. 4305.

14.- SUBESTACION DE 6.3 KV ENTRADA Y SALIDA DE ANILLO I CON SECCIONADORA BAJO CARGA, TIPO H 251 G, 20 / 630 , 20 /23 KV 630 A CON DEPOSITO PARA FUSIBLES PROVISTOS DE UN MECANISMO QUE ABRE CUANDO SE FUNDE UN FUSIBLE S.I.C. D.G.E. 4305.

15.- SUBESTACION DE 6.3 KV ENTRADA Y SALIDA DE ANILLO II CON SECCIONADORA BAJO CARGA, MCA. DIESCHER,1250 A., MONTAJE FIJO ACONDICIONAMIENTO MANUAL TRIFASICO, TIPO LOP 10/1250 A SECCINADOR BAJO CARGA, TRIFASICO, MCA. SIEMENS TIPO H 251, 630 A, CON DEPOSITO PARA FUSIBLES ACONDICIONAMIENTO MANUAL S.I.C.D.G.E.

15B.- FUSIBLE DE ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA 315 A, 10 KV S.I.C. D.G.E. 4305

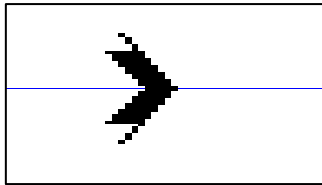


16.- DUCTO DE ACOPLAMIENTO PARA TRANSFORMADOR Y CELDA, SUBESTACION

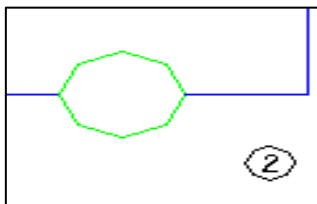
19.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA MARCA IESA CLASE OA. 1250 KVA, 3 FASES 50/60 CPS 20-23 / 6.3 KV

DESGLOSE DE SIMBOLOGIA

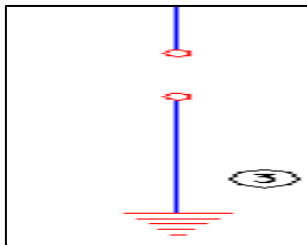
1.-ACOMETIDA DE LA COMPANIA DE LUZ



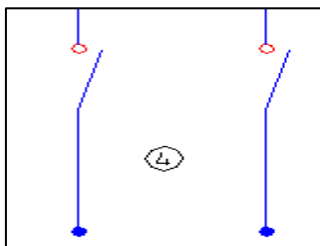
2.-EQUIPO DE MEDICION DE LUZ Y FUERZA



3.-APARTARRAYOS AUTOVALVULAR

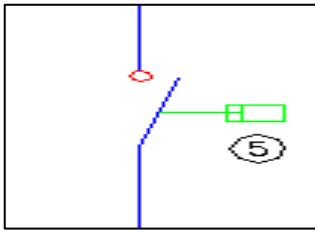


4.-CUCHILLAS DE OPERACIÓN DE PRUEBA

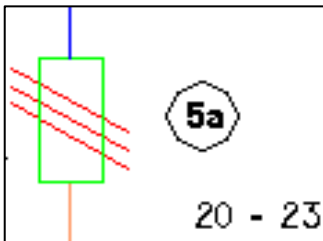




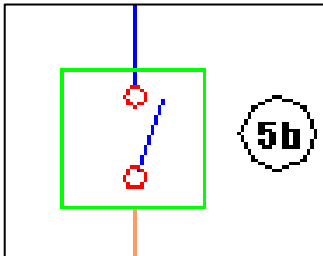
5.- SECCIONADOR DE CARGA TIPO H CON ACCIONAMIENTO MANUAL CON FUSIBLE DE ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA



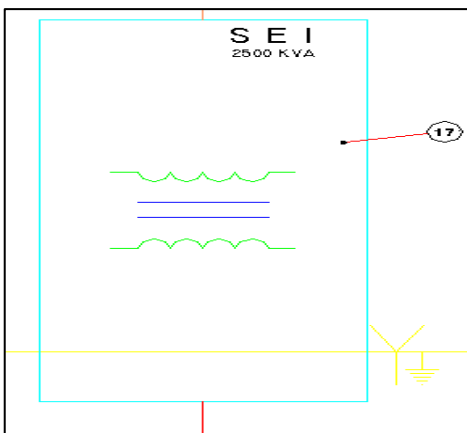
5ª.- FUSIBLE DE ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA



5b.- INTERRUPTOR EN BAJO VOLUMEN DE ACEITE 23KV 1250 AMPS

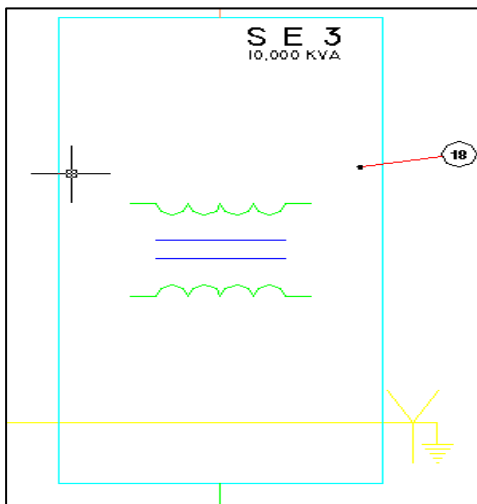


17.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA MCA. IESA CLASE OA, 2500 KVA, 3 FASES 50/60 CPS, 20-23 KV / 6.3 KV





18.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA MCA. IESA CLASE OA, 10 000 KVA, 3 FASES
50/60 CPS, 20-23 KV / 6.3 KV



28.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA MCA. DEEMSA CLASE OA, 6 000 KVA, 3
FASES 50/60 CPS, 6.3 KV / 440-208 V

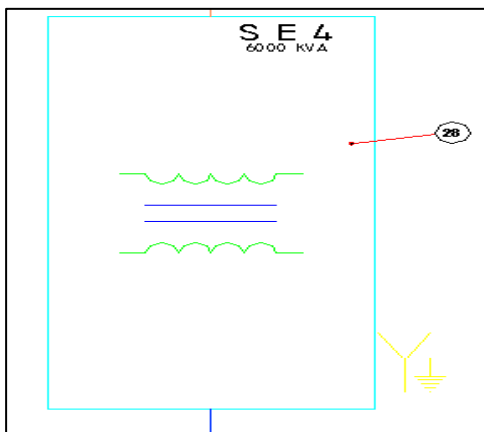
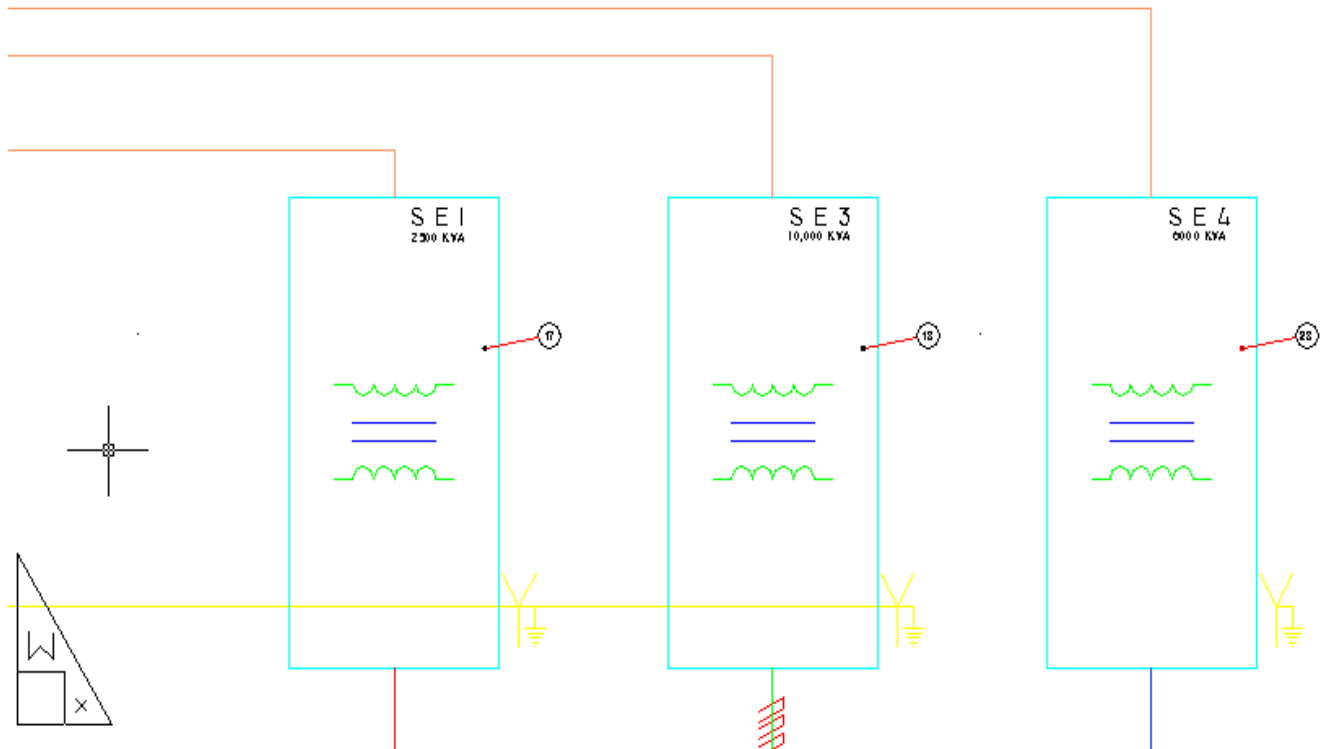
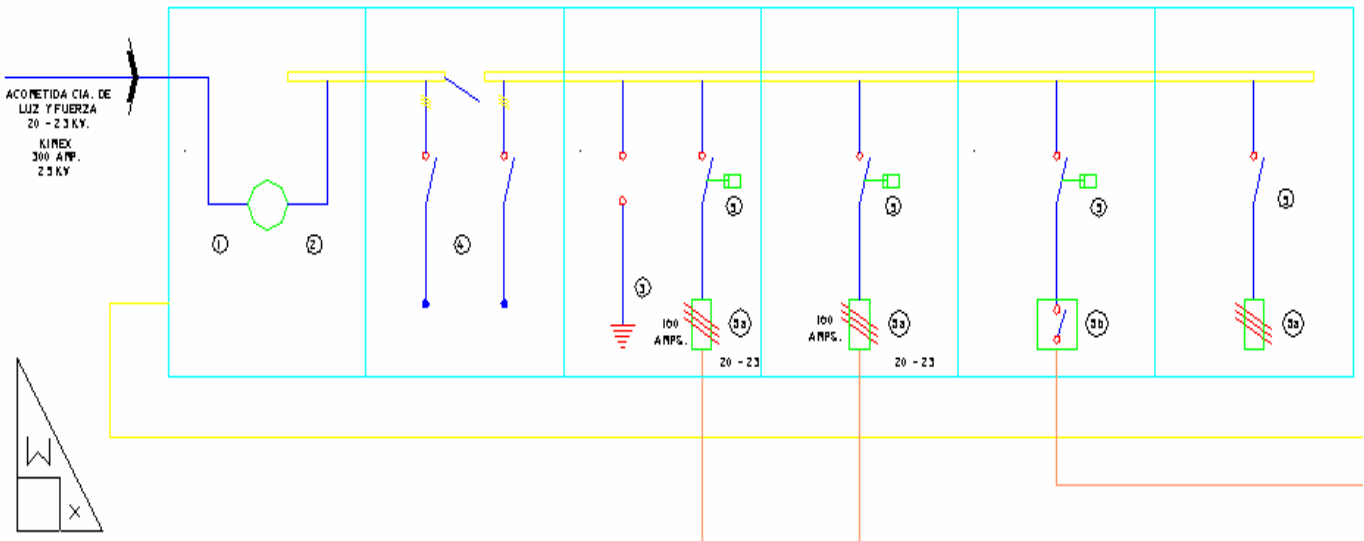




DIAGRAMA DE SUBESTACION ELECTRICA DE 23 KV A 440-220 V

SUBESTACION GENERAL APROBADA SEGUN OFICIO N° 27000 DE FECHA 11 - NOVIEMBRE DE 1970





CAPITULO III.

LA ADMINISTRACIÓN DEL MANTENIMIENTO



III.1 INTRODUCCIÓN

El mantenimiento es una disciplina que debe contemplarse como fundamento para incrementar la productividad de las empresas, mejorar su calidad y obtener una mayor seguridad en su operación. Sin embargo, no se cuenta con información suficiente a nivel mundial y la bibliografía es escasa. La sociedad mexicana de Mantenimiento (Sommac) ha publicado el mayor número de textos al respecto) y ha establecido terminologías sencillas y comunes que constituyen una clara base de referencia y comunicación.

III.1.1 EL MANTENIMIENTO.

MANTENIMIENTO. Es el conjunto de actividades desarrolladas con el objetivo de tener los bienes físicos de una Empresa en condiciones de funcionamiento económico. Debe considerarse dentro de este concepto de economía eficiencia, eficacia y efectividad.

Los objetivos del mantenimiento, consideran el concepto económico resumido en:

- Preservar el valor de los bienes físicos de la Empresa.
- Incrementar la fiabilidad de los bienes físicos de la Empresa. (Tener una mayor confianza en el comportamiento de éstos).
- Maximizar la disponibilidad de los bienes físicos.
- Incrementar la eficiencia y eficacia de los bienes físicos.
- Minimizar los costos de operación. Reducir los costos totales a lo largo de la vida (temporal) del bien físico, así como los gastos (inversiones) relacionados y a consecuencia de las tareas y actividades desarrolladas sobre el bien físico, incluyendo los conceptos de seguridad y riesgo. Esto es el costo del ciclo de vida.
- Suministrar los bienes físicos que operen con calidad.

Esta sencilla definición contempla, precisamente, las condiciones adecuadas que sustentan el éxito de la operación (concepto más general que el de producción) de la empresa en función del mantenimiento, mismo que bien llevado, propicia entre otras cosas:

- La productividad, que se define como hacer más con menos, es decir, aprovechar al máximo los bienes físicos de la empresa.
- La ingeniería, que es la aplicación de la ciencia y la tecnología para el provecho del hombre y el bien físico de la empresa.



- La economía, que representa el menor costo a lo largo de la vida del bien físico de la empresa. Aunque puede resultar obvio, diremos que barata es la condición de una adquisición al menor costo (puntual).

Si hacemos de la calidad nuestro objetivo y olvidamos el mantenimiento, esto se vuelve un absurdo, pues con un buen mantenimiento es posible obtener calidad en la operación de toda nuestra organización, no sólo de las líneas de producción, que es donde está el énfasis. Al contrario, con un mantenimiento inadecuado, definitivamente es imposible dar calidad a nuestros clientes y a la sociedad. De esta forma, el mantenimiento es un reto permanente que es tomado como tal por los mantenentes profesionales.

III.2 CARACTERÍSTICAS DEL MANTENIMIENTO.

- Real. El objetivo del mantenimiento es la obtención de resultados reales positivos, siendo inaceptables las excusas, las suposiciones equivocadas y las justificaciones de porqué se falló (algo muy diferente a la economía y a la planeación).
- Eficaz en su aplicación. Es fundamental el análisis de los parámetros principales y aplicar en función de éstos las soluciones que podrían haber sido mejores para las condiciones imperantes en espacio, tiempo, costo y calidad.
- Total. Representa que el mantenimiento debe contemplar todo lo necesario para su aplicación en equipos, maquinaria e instalaciones, y el desconocimiento no es disculpa.
- Oportuno. Una solución –incluso no la mejor- a tiempo es mejor que la más óptima respuesta fuera de tiempo. Basta recordar el dicho de un grito a tiempo salva una vida.

III.2.1 LA ADMINISTRACIÓN DEL MANTENIMIENTO.

En el desarrollo del mantenimiento se contempla la aplicación de las tareas (actividades físicas) como objetivo único y exclusivo, que determina que el mantenerse se dedique nada más a ello sin el apoyo de su administración (gobierno) e ingeniería (trascendencia de las acciones).

Más si se pretende evolucionar en los resultados de la empresa, es necesario revisar este concepto con la finalidad de que los directivos cobren conciencia de la importancia del mantenimiento. De esta forma, es necesario que los directivos proporcionen los recursos



al mantenerte para obtener los apoyos básicos del mantenimiento, en cuanto a ingeniería y administración.

A continuación se plantearán brevemente las funciones de la administración.

- Planeación. La planeación de la operación (producción) obviamente es el resultado de la planeación de la empresa. Por lo tanto, el mantenerte, en su carácter de administrador del mantenimiento, debe conocer la planeación de la empresa como punto de partida para la elaboración de su propia planeación y el compromiso es empatarla con la correspondiente a la operación.
- Organización. La organización de la operación (producción) consiste en determinar cómo se efectuarán las tareas del mantenimiento, en función de los recursos.
- Programación. La programación de la operación es la determinación de cuando se aplicarán las tareas de mantenimiento.
- Control. Determina qué tan bien la hago. Es decir, la retroalimentación del ejercicio del mantenimiento. Si no se efectúa el control no es posible establecer el grado de efectividad del mantenimiento.
- Dirección. Es la toma de decisiones. Establece el punto fino del mantenimiento. Una buena dirección puede hacer una obra de arte, y una mala dirección genera un fracaso.

Conjuntando los conceptos anteriores es necesario establecer que para poder aceptar el reto del mantenimiento es necesaria su administración. Y para emprender este reto debe ser efectuado un diagnóstico de la empresa y, en particular, uno del mantenimiento.

Pero ¿qué es un diagnóstico? Sencillamente, es el conocimiento de la empresa, el cual debe ser efectuado por un consultor con amplia experiencia, un ingeniero integral.

Para el desarrollo de un diagnóstico debe obtenerse la información conceptual de la empresa, por ejemplo: capital, utilidades, capacidad instalada real y factible, recursos, etcétera.

A continuación se presenta una breve descripción de un plan de trabajo de mantenimiento, referido a un ejemplo con nuestro tema de subestaciones.

Para el desarrollo del mantenimiento en sus tareas (actividades físicas) es necesario elaborar los planes de trabajo, también denominados rutinas o planes de mantenimiento.

El plan de trabajo (PT) consiste en la determinación de:



1. Despiece (árbol de equipo). Esta actividad define el bien físico de la empresa y su integración por partes, componentes o sistemas, sobre los que se asignarán las tareas de mantenimiento.
2. Tareas. Identificación de las principales actividades; para facilitar su costeo en un sistema de contabilidad de costos deben ser clasificadas y codificadas. Se sugiere en la implantación del sistema de mantenimiento establecer los procedimientos de clasificación de tareas, su codificación, descripción, grado de detalle referencias por asentar (biblioteca, afectaciones, precauciones y otras) en la descripción de los recursos.
3. Recursos. Se enuncia la tarea por efectuar al bien físico o su elemento determinando los recursos a emplear.
 - 3.1. Mano de obra. Para la realización de las tareas debe establecerse la mano de obra requerida por especialidad y categoría.
 - 3.2. Materiales. Deben determinarse y clasificarse los materiales (refacciones, consumibles y herramental) por aplicar.
 - 3.3. Servicios externos. La contratación de servicios proporcionados por terceros (contratistas).
 - 3.4. Cuantificación (cantidad y unidad) de los recursos.
4. Frecuencia. Determinación de la frecuencia de desarrollo de las tareas, indicando si es por tiempo calendario, tiempo de operación, número de operaciones, o si es controlado por condición del bien físico (mantenimiento predictivo o monitoreo).
5. Costos. Este rubro es obtenido automáticamente en el sistema de mantenimiento (manual o computarizado) y actualizado por el sistema de inventarios del control de almacenes de mantenimiento.

Es importante establecer que estos planes de trabajo deben ser revisados y ajustados a los requerimientos de la empresa, pero que la base de referencia proporcionada en el ejemplo es adecuada para su implantación.



TABLA III.1. SUBESTACION ELECTRICAL

(1) PIEZA	(2.1) (2.2) TARE A	(3.1)(3.2)(3.3) RECURSOS	(3.4.1)(3.4.2)) CANT.UNID .	(4) FREC.	(5) COSTO (\$)
	Id.	Descr. M. De O. Cat. Mats. S. Ext.	(#) (u)		
	S101	Limpiar		6000	
		Electricista E5	8.0 h		
		Electricista E4	8.0 h		
		Electricista E3	8.0 h		
		Trapo	4.0 kg		
		Limpiad Liq.	2.0 l		
Id.E100					1542
Equipo	I101	Revisar			
Completo		Electricista E4	1.0 h	3000	63
	I102	Verificar Aislamiento			
		Electricista E4	2.0 h	6000	126
	I103	Comprobar Nivelación			
		Electricista E4	1.0 h	6000	63
	I104	Comprovar Tierras			
		Electricista E4	.5 h	3000	31
	S102	Revisar Contactos		3000	1250



(1) PIEZA	(2.1) (2.2) TARE A	(3.1)(3.2)(3.3) RECURSOS	(3.4.1)(3.4.2)) CANT.UNID	(4) FREC.	(5) COSTO (\$)
	Id.	Descr. M. De O. Cat. Mats. S. Ext.	(#) (u)		
	S111	Secar Aceite		6000	3000
		Filtrar Aceite		6000	3000
		Revisar		1500	
Id :E110		Electricista E3	.5 h		23
Transfor m.	I112	Comprobar Fugas		3000	
		Electricista E3	.5 h		23
	C111	Cambiar Aceite	300 l	12000	12000
	I113	Verificar	1 año		4500
Id :E120	S121	Limpiar Equipo			
Interrupto r		Electricista E4	2.0 h	6000	126
	I121	Comprobar Contactos/Calibrar			
		Electricista E4	1.0 h	6000	63
Id : E130	I104	Limpiar Equipo			
Cuchillas		Electricista E4	2.0 h	3000	126
	I131	Comprobar Contactos/Calibrar		6000	1250
		Electricista E4			63



Barato es el costo directo hecho por una tarea en particular y durante el tiempo en que ésta se lleva a efecto. Barato representa el concepto de gastos en forma puntual, a diferencia de económico que son los gastos a lo largo de la vida del bien físico.

En el mantenimiento se debe estar consciente de la siguiente sentencia:

Un buen mantenimiento cuesta; un pobre mantenimiento cuesta más.

III.3 CLASIFICACIÓN DEL MANTENIMIENTO,

La Sociedad Mexicana de Mantenimiento A.C. (SOMMAC) establece la clasificación mas simple de los tipos de mantenimiento con base a su criterio de aplicación es:

III.3.1 MANTENIMIENTO CORRECTIVO. MC

Mantenimiento Correctivo (MC) es la eliminación de las fallas a medida que éstas se presentan o se hacen inminentes. Debe entenderse que falla es una condición del bien físico de la empresa a la que no se debería de haber llegado; no es necesariamente un paro operativo.

Las tareas que se desarrollan en este tipo de mantenimiento son fundamentalmente la Reparación y el Reemplazo. Su implantación es fácil y muy barata, ya que no se requiere de análisis, estudios y/o trabajos previos. Es decir, no se hace nada hasta que no se presenta la falla.

La desventaja del MC es que en la empresa no se tiene el respaldo para su aplicación (baja fiabilidad al buscar en el mantenimiento respuestas oportunas, eficientes y económicas).

Esto representa altos gastos en mano de obra y materiales por sobre precios (demandados para su obtención con premura), trabajo adicional, baja fiabilidad, altos riesgos y tiempo excesivo fuera de operación de los bienes físicos de la empresa. Pretender eliminar estas desventajas del MC, sin efectuar un mantenimiento sustentado técnicamente, originaría sobre inventarios y exagerado equipamiento de respaldo.

III.3.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO. MP

Prevenir (del latín, prevenire) preparar con anticipación. Mantenimiento preventivo (MP) es la detección de las posibles fallas y su corrección antes del tiempo en que se habría presentado, o bien se hace la corrección de la falla en su fase inicial.



La detección de las fallas se obtiene a partir de la tarea de la inspección y/o la estadística ingenieril (análisis y estudio de la información). El reemplazo efectuado oportunamente puede ser hecho como medida preventiva.

El MP debe ser desarrollado para permitir que los bienes físicos de la empresa puedan brindar dentro de un rango y vida preestablecida, características de:

- Calidad
- Costo económico (precio)
- Fiabilidad (confiabilidad)
- Oportunidad (tiempo)
- Seguridad

En el MP se deben detectar las fallas en su fase inicial y corregirlas en el momento oportuno. En el mantenimiento preventivo se incluyen las formas o los procedimientos descritos a continuación. (Estos procedimientos no son contradictorios entre si, es decir pueden ser aplicados simultáneamente).

III.3.2.1 Objetivos del MP.

El MP puede ser definido también por el conjunto de actividades desarrolladas en un bien físico para:

- Maximizar la disponibilidad.

El MP es posible expresarlo como el conjunto de actividades desarrolladas para permitir que los bienes físicos de la empresa se encuentren en un nivel de utilización adecuado e incluso se considere la posibilidad de un incremento de su utilización.

- Reducir el número “normal de paros imprevistos”.

Así el MP debe controlar el número máximo de horas hombre (hH) destinadas a corregir las fallas por imprevistos.

III.3.2.2. PROCEDIMIENTOS DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

Mantenimiento Creativo.

MI (invento)



En este mantenimiento se determinan las bases para la inventiva, creatividad e investigación. Se trasciende más allá de la modificación del diseño original. Frecuentemente se emplea la ingeniería inversa para realizar este MI. Esto es, a partir del estudio y análisis del elemento (operación, material, dimensiones, fabricación) se deduce su ingeniería básica.

Mantenimiento de Mejora. MM (improvement)

En éste se desarrolla la Ingeniería necesaria para reducir el mantenimiento Requerido, únicamente modificando del diseño original.

Mantenimiento Predictivo MF

Este tipo de mantenimiento es la tarea de inspección reforzada con la informática, instrumentación y un análisis de ingeniería que establece tendencias y permite determinar el comportamiento esperado de un bien físico de la empresa.

Mantenimiento Programado MS (Sistemático)

En el Mantenimiento Preventivo las tareas deben ser efectuadas en base a la planeación de la Empresa, su organización, un programa preestablecido y un adecuado control de desarrollo.

Con el advenimiento de la computación se revitalizó al mantenimiento y se estableció un Mantenimiento Programado, estático al inicio y muy dinámico posteriormente. Al MS también se le conoce como Mantenimiento Sistemático.

Mantenimiento Total. MT:

Es el desarrollo del mantenimiento a través de la participación activa de todo el personal de la Empresa y la mejora del bien físico de ésta como consecuencia de su aplicación.



Mantenimiento Productivo total.

TPM:

Este mantenimiento es conocido mundialmente como el Total Productive Maintenance (TPM), que va dirigido al desarrollo del mantenimiento de los bienes físicos de la empresa productivos a través de la participación activa del operador.

Mantenimiento Predictivo.

MF

Es la determinación del desarrollo de las diferentes tareas del mantenimiento, previas a la falla, con base a:

- Diagnóstico del estado del bien físico.
- Tiempo de servicio.
- Condiciones de operación, mediante:
 - a) Información estadística
 - b) Resultados de la inspección.
 - c) Procesamiento de datos
 - d) Análisis de ingeniería
 - e) Tendencias
 - f) Probabilidades

Este nivel de Mantenimiento Preventivo altera su programación original (definida estadísticamente), ya que se realiza el mantenimiento cuando el bien físico lo demanda, reprogramado como resultado de la baja fiabilidad respecto a la establecida como referencia del bien físico y su demanda de operación.

De esta forma se aprovecha al máximo la vida del bien, con alta fiabilidad, justificándose su aplicación en función de las economías (prolongación de la vida) con relación a la inversión de la instrumentación requerida.

Por sus ventajas de máximo aprovechamiento y alta fiabilidad del bien, la tendencia actual es la aplicación del MF (viendo al futuro), gracias al continuo avance tecnológico y



accesibilidad y bajo costo de la instrumentación para el diagnóstico del estado de sus elementos del bien físico.

Mantenimiento Proactivo.

El Mantenimiento Proactivo significa dar un paso más allá del Mantenimiento Predictivo, ya que se basa en las detecciones de éste durante la realización del análisis de causa-raíz y con base en ello, definir y llevar a cabo las acciones correctivas para evitar las recurrencias. El análisis de vibración resulta ser el método más completo para ser usado como base del Mantenimiento Proactivo de cualquier equipo mecánico rotativo.

Uno de los objetivos más significativos de la implementación del Mantenimiento Proactivo es llevar al mínimo las fallas en la maquinaria, sobre todo en aquella que afecta el proceso en forma directa (clase I) o indirecta (clase II). Se debe iniciar por implementar el Mantenimiento Predictivo.

Características del mantenimiento Proactivo.

- Se requiere de personal, equipo y tecnología especializada para el monitoreo, así como del conocimiento en detalle de la ingeniería del bien físico de la empresa.
- Se analiza la causa raíz de las fallas y se mejora la fiabilidad de la maquinaria a través de acciones dirigidas a evitarlas (alineación, balanceo, revisión del diseño, montaje, lubricación, entre otras).
- Permite ampliar el periodo entre paros planeados.
- Minimiza los paros no planeados y/o los convierte en planeados.
- Extiende la vida de los equipos.
- Reduce el costo total del mantenimiento.

III.3.2.3. MANTENIMIENTO RUTINARIO.

Mantenimiento Rutinario (MR) es el conjunto de tareas preventivas con frecuencias regulares de ejecución de las tareas. La tarea más representativa en el MR es el Servicio. El MR debe crear hábito, debe efectuarse por costumbre, pero no por eso debe ser minimizado, pues su importancia puede ser muy trascendente. Es muy conveniente que



este mantenimiento sea efectuado por el personal de operación y/o producción una vez capacitado.

La justificación económica del Mantenimiento Rutinario en algunas tareas de Servicio (por ej. Limpieza de oficinas) no tiene sentido. Dado su parámetro de referencia (social) y satisfacción (nivel de vida).

III.4 COSTOS DEL MANTENIMIENTO.

Una obra contempla diversas fases, es decir una serie de actividades y estudios que deberían de efectuarse y que a continuación se listan con un estimado de distribución de los costos que representan.

1.- FASE INICIAL.

Como resultado de realizar una obra es conveniente (debería ser necesario) efectuar una serie de estudios que permitan definir las posibilidades de éxito de su desarrollo. Estos estudios contemplan, básicamente los siguientes factores:

- Posición: ubicación (localización de la planta), capacidad, planeación de desarrollo.
- Estudios de mercado: oferta y demanda (situación actual y expectativas de desarrollo)
- Limitantes ecológicas, legales, sociales y políticas.
- Factibilidad técnica y tecnológica.

El desarrollo de estos estudios requiere de consultores muy competentes, con amplios conocimientos interdisciplinarios y una gran experiencia que, en breve tiempo y con bajo costo, permitan determinarla.

Los precios se estiman con valores índice integrados, es decir, por grupos o conjuntos sin analizar el detalle; también deben identificarse y estimar los costos por imponderables.

Por otra parte, los costos de mantenimiento son calculados para los principales componentes que afectan la operación de la obra que, en función de su participación, generan desviaciones en el criterio general de la obra.

2.- ANTEPROYECTO.

En esta fase ya se sabe que no existen inconvenientes para realizar la obra, pero debe ser revisado su concepto con mayor precisión y definir sus criterios (en ésta parte interviene el mantenimiento para analizar la mantenibilidad, disponibilidad, continuidad y



fiabilidad) asimismo, se deben ajustar los parámetros que determinan la factibilidad y acotar las limitantes. Es fundamental identificar las alternativas más viables (un máximo de tres) en forma integral y similar en los principales conceptos.

El anteproyecto implica un análisis de las alternativas en función de los principales parámetros, factores preponderantes y participación de influencias en la toma de decisiones. Los precios de la obra son estimados por partidas principales, en función de parámetros que permitan efectuar análisis de sensibilidad para la definición de la alternativa más adecuada. Asimismo, los costos de mantenimiento son estimados también con valores índices que permitirán establecer los costos del producto y su factibilidad.

3.- PROYECTO.

En esta fase se concibe la obra en dos etapas.

-Ingeniería básica. Es la revisión del anteproyecto y la conceptualización integral de la obra. Es una etapa fundamental, ya que determinará el correcto funcionamiento y adecuado mantenimiento de la obra; una concepción errónea generará un monstruo. Es imprescindible la participación activa del mantenimiento para proyectar su aplicación, pues sus costos se calculan con mayor precisión y se establece el programa maestro.

-Ingeniería de detalle. A partir de la ingeniería básica, en esta etapa se detallan los elementos, su interacción, montaje e instalación.

Se establecen los detalles de adquisición comercial (estándar), programas de obra y flujos de caja. Con la participación de los mantenentes, se revisa la mantenibilidad de las obras, su disponibilidad, respaldo (refacciones, servicio y garantías) y fiabilidad.

4.- DESARROLLO.

Esta fase se compone de las siguientes etapas.

-Supervisión. Esta actividad puede ser contratada para todas y cada una de las actividades del desarrollo de la obra sin embargo lo más frecuente es que sea básicamente en la construcción.

-Construcción. Esta etapa es la que representa mayor inversión y que podrá mejorar el proyecto o afectar notablemente su concepto.



Se parte de las siguientes premisas: un buen proyecto con un constructor malo dará como resultado una obra mala; un mal proyecto puede corregirse con un buen constructor.

Obviamente, lo mejor sería el seguimiento del proyecto a través de los propios consultores que lo generaron con el apoyo de una eficiente supervisión pero desafortunadamente no se lleva a efecto.

5.- FUNCIONAMIENTO.

Esta fase tiene dos etapas, interdependientes, que son:

-Operación. En la inmensa mayoría de los casos se considera a esta etapa como actividad única y se olvida la conveniencia de aplicar la pirámide de la efectividad para la empresa, según la cual debe contemplarse la investigación, ingeniería y mantenimiento, asignándoles recursos para la operación.

-Mantenimiento. La productividad de la empresa está en función directa del inadecuado mantenimiento que se realice.

El mantenimiento como inversión significa conservar el valor del bien físico y obtener su máximo aprovechamiento. Sin embargo, como no es posible cuantificar los resultados de la inversión realizada en mantenimiento a corto plazo, no se le da la importancia que representa. El mantenimiento es una disciplina con fundamento en la economía, es decir, que la inversión se justifica a lo largo de la vida del bien físico y que hace reducir a través de su ejecución, los riesgos por falta de seguridad al personal y a las instalaciones de la empresa.

(Algunos ejemplos que han ocasionado catástrofes con graves pérdidas de vidas y altos costos son los desastres de San Juan Ixhuatepec, y recientemente, las inundaciones de Chalco. ¿Cuánto se ahorraron en mantenimiento los responsables?, ¿Cuál fue el costo de las pérdidas por los daños que se originaron por falta de mantenimiento?)

III.5. CRITERIOS PARA ESTIMAR COSTOS.

Los costos para una obra se estiman según los siguientes criterios:

-Inversión inicial. Este costo se maneja con especial atención y se cumple con todos los requerimientos establecidos en la contratación y aportaciones, con los alcances fiscales debidamente calculados.

Para esta inversión se cubren: amortización, depreciación e intereses.



En forma similar se tratan todas las inversiones que se efectúan a lo largo de la vida del proyecto. Los costos que representa son pagados regularmente, sin retraso para evitar generar cargos por intereses y problemas legales.

-Operación. En las fases de concepción de la obra se estimaron, afinaron y determinaron los costos que representarían todos los insumos necesarios etiquetando mano de obra, maquinaria, herramienta y materiales.

Los costos que representa la operación son pagados para no suspender la producción de la empresa, buscando continuamente su optimización a través de estudios, ingeniería, control y administración general.

-Mantenimiento. Al igual que la inversión y operación, son estudiados los costos que representaría el mantenimiento a lo largo de la vida de la obra y se considera en todos los análisis de factibilidad técnica, económica y financiera.

Idealmente, este concepto es estimado en la fase inicial, se afina en fase de desarrollo y se debe controlar y optimizar en su funcionamiento. Sin embargo, al mantenimiento en la práctica no se le asignan los montos determinados en los estudios, a pesar de ser el medio de generar utilidades a corto plazo. De ahí que a los mantenientes se les definan responsabilidades y se les giren instrucciones con recursos muy inferiores a los asignados.

Para un análisis más detallado existen diferentes técnicas que determinan el criterio de referencia por aplicar y que se anotan a continuación.

III.5.1. PARÁMETROS DE COSTOS.

En la tabla III.2. Se determinan las bases más usuales de referencia a contemplar en la presupuestación de la inversión en mantenimiento. Estos índices pueden ser empleados en forma independiente o combinados entre sí, en función del tipo de obra que se considere. Estos costos habrán de determinarse con un mayor grado de precisión conforme se avanza en el estudio de factibilidad de la obra, adicional al análisis integral que se realiza en cada una de las siguientes actividades.

-Costos de mantenimiento en función de la inversión. Para estimar los costos de mantenimiento se tiene como referencia importante cuánto cuesta la obra, y en función de este parámetro se calcula el porcentaje de inversión para mantenimiento. Por ejemplo, si un hotel de playa presenta una inversión de seis millones de pesos, habría de considerar



una inversión anual por concepto de mantenimiento (incluyendo costos energéticos – gas, diesel electricidad y agua) del orden de 480 mil pesos, o sea, 8% de la inversión.

Es fundamental que se establezca un criterio para determinar los valores comercial, de oportunidad, oficial, etcétera. (Se recomienda que se emplee el valor más alto del mercado, por su trascendencia al presupuestar con valores holgados y de fácil evaluación de las economías obtenidas.)

Para estimar el costo en un periodo (por ej., anual) que representaría la ejecución del mantenimiento de los bienes físicos de la empresa, es necesario determinar el orden de la inversión conveniente para su desarrollo.

-Costos de mantenimiento en función de la facturación. Otra forma de estimar los costos de mantenimiento se realiza con referencia a cuánto se factura en la venta de servicios y productos de la obra. Así, si un hotel de playa factura seis millones de pesos, habrá que destinar 9% a mantenimiento, en caso de no invertir en mantenimiento el hotel se deterioraría en forma tan acelerada que sería prácticamente imposible conservar la categoría del hotel y, por ende las tarifas.

-Costos de mantenimiento en función de los precios unitarios. En ocasiones los parámetros anteriores de referencia no son fáciles de aplicar o generan desventajas. Cuando el valor de la facturación que se tiene no es representativo, la forma de evaluar la inversión conveniente en mantenimiento debería referirse a precios unitarios, de esta forma se estimaría la inversión en mantenimiento por los metros cuadrados de construcción, los kilowatts instalados u otro parámetro simple de cuantificar.

-Costos de mantenimiento referenciados. La referenciación (o comparación referencial) es el procedimiento por el cual se comparan los precios, costos o valores de los principales parámetros que determinan el comportamiento de una actividad en una empresa.

Para obtener una referenciación adecuada es necesario conocer muy bien los parámetros de comportamiento de la empresa y buscar otras similares en forma integral, o bien efectuarla mediante la integración de la referenciación por componentes. Es fundamental el conocimiento integral de las empresas que integran la base de referenciación para poder estimar los factores de ajuste.



III.5.2. ESTIMACIÓN DE COSTOS.

Para determinar el nivel de de mantenimiento por aplicar en una empresa es necesario justificar, mediante costos, la ventaja de la inversión que representa el mantenimiento contra la falta de él.

En la Fig. III.1 se representa la curva básica del mantenimiento que indica la relación de:

-Costos probables por tiempo fuera de servicio del bien físico de la empresa (abscisas).

-Posibles costos del mantenimiento que deberían invertirse en el propio bien físico de la empresa (ordenadas)

La suma de estos costos define el costo de la falla y determina el ámbito adecuado del nivel de mantenimiento, en función de la inversión en él en contra del costo de dejar de producir por falta de mantenimiento.

Para aplicar esta curva es necesario tomar en consideración el total de los costos por falta de mantenimiento en los que se incurre cuando se presenta una falla.

Estos costos son objetivos y su origen es claro: paros de funcionamiento, pérdida de producción, tareas adicionales en el mantenimiento, accidentes y probables pérdidas humanas.

Deben considerarse, adicionalmente, una serie de conceptos subjetivos que representan un costo que debe ser estimado. Mediante una serie de hipótesis y consideraciones es posible cuantificarlos y traducirlos a costos. Dentro de éstos se considera: baja en la reputación de la empresa, demoras de producción, incremento de peligrosidad, incumplimiento de tiempos de entrega, retrasos de funcionamiento, trabajadores temerosos, usuarios o clientes descontentos.

La suma de estos costos (objetivos + subjetivos) representa el valor máximo aceptable que debería invertirse en mantenimiento.


TABLA III.2. INVERSION EN MANTENIMIENTO (FUNCION DE FACTURACIÓN)

Giro	Valores estimados (%)				
	Máximo*	Mínimo**	Promedio	Media	Diferencia
Aceró	18.8	7.0	13.8	12.8	11.8
Aeronáutica	2.8	0.2	1.6	0.4	2.6
Alimentos	3.2	0.6	1.8	1.8	2.6
Automotriz	10.4	1.2	7.2	6.3	9.2
Bombeo	30.0	8.0	14.0	22.0	22.0
Eléctrica	3.8	1.1	2.4	2.2	2.7
Electrónica	1.6	0.2	1.2	0.9	1.4
Empacadora de carnes	2.2	0.3	1.5	1.3	1.9
Farmacéutica	4.0	0.4	2.2	1.9	3.6
Hule	5.8	2.2	4.4	3.2	3.6
Petróleo	6.0	2.1	3.7	3.3	3.9
Química	11.2	2.2	8.6	6.8	9.0
Vidrio	12.2	3.8	7.8	7.3	8.4
Zapatos	3.4	0.3	1.3	1.8	3.1

* Los valores máximos indicados han sido presupuestados por los mantenentes.

** Los valores mínimos indicados han sido presupuestados por los directivos.

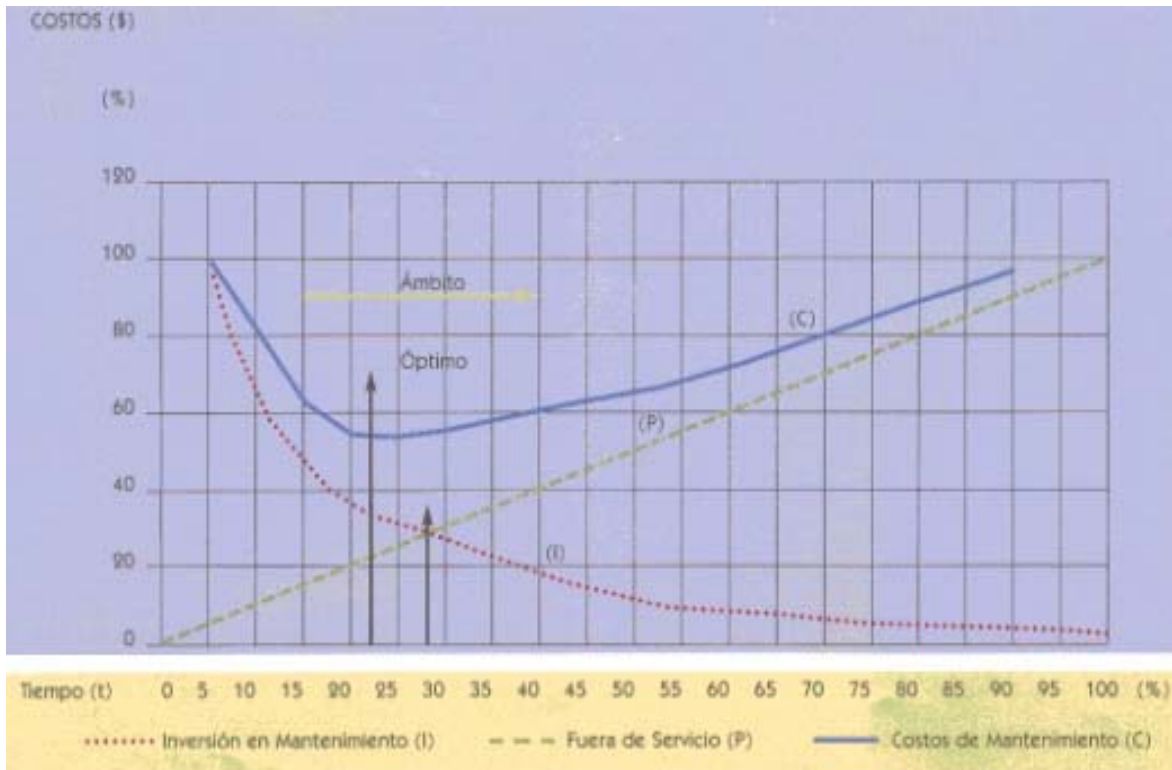
Notas:

Es importante señalar que en empresas con diez años de vida se hacen cargos de obra nueva a Mantenimiento.

Éstos son valores próximos a los internacionales y se tratan de respetar en México.



FIGURA III.1. NIVEL DE MANTENIMIENTO



En el terreno industrial, la estimación es el proceso de predecir el costo, y se encuentra estrechamente vinculada a la función planeadora. Cuando se habla de estimar un trabajo de mantenimiento, lo que se busca es predecir el costo de algún cambio en el equipo o instalaciones fabriles.

El vocablo estimar implica juicio, y juicio es una opinión informada. Por consiguiente, una estimación puede ser exacta o inexacta, dependiendo de la calidad, pertinencia y contenido de la evidencia que la respalda.

Entendemos por estimación del trabajo de mantenimiento un proceso de pronóstico del costo probable de un cambio físico en el equipo o instalaciones de una fábrica, que es necesaria para la función industrial. Éste cambio físico puede consistir en el reemplazo de maquinaria o en la limpieza, lubricación o ajuste de máquinas, etc. La estimación del trabajo de mantenimiento de ordinario involucra mano de obra material y tiempo, como costo directo, y los gastos generales, como costo indirecto. La mano de obra se suele expresar en horas hombre de trabajo, y el material y los gastos generales en términos monetarios.

La administración eficaz de la función de mantenimiento depende en gran parte de las estimaciones. Por ejemplo, el control del valor de la mano de obra se puede conseguir



tomando como base las normas establecidas por la dirección objetivos de niveles de costos, todos los cuales se fincan en estimaciones. El valor estimado es la base para programar el trabajo, limitar el tiempo extraordinario de labor o regular el número de trabajadores, así como proporcionar una carga de trabajo completa. Las decisiones de si se hace o se compra, así como las relativas a mejoramientos de métodos y controles generales de costo, se toman por la dirección y reconocen como base una estimación del mismo. Proyectos que no requieren de estimaciones para su preparación o ejecución dependen a menudo de éstas para conseguir el apoyo o aprobación departamental. Por tanto, la estimación es uno de los fundamentos del manejo del trabajo de mantenimiento. Consideremos en forma separada las tres áreas de estimación, a saber: mano de obra, material y gastos generales.

La apreciación del costo de mantenimiento se basa en dos áreas de información, que son: la naturaleza del trabajo y el empleo que se dará a la estimación.

Lo primero es clasificar el trabajo y conseguir una información completa respecto a su naturaleza. Para ello, es necesario conocer las necesidades del trabajo, su contenido, las circunstancias generales que concurren, la urgencia de que se haga, etc. Quien aprecie esto también deberá establecer cómo se utilizará la estimación, porque de lo contrario su trabajo carecerá de un objetivo bien delineado.

Clasificación del trabajo.

Hasta qué punto habrá que hacer un plan de trabajo antes de iniciar su ejecución, se determina por lo que el estimador conozca del mismo. A mayor información, mejor planeación, costos más acertados y también más bajos. El trabajo tiene que ser definido con toda claridad y debidamente planeado, antes de que pueda ser estimado en forma precisa. Esto capacitará una mejor dirección del mismo cuando se realice, ya que no habrá ninguna duda respecto a su alcance.

Los supervisores de mantenimiento sienten a menudo que todo su trabajo es de urgencia y, por consiguiente, piensan que toda la planeación y estimación resultan inútiles. A fin de evitar las limitaciones evidentes que esta actitud implica, conviene hacer una valoración realista de las clasificaciones del trabajo en la fábrica. Esto quiere decir que deberán separarse las verdaderas urgencias del trabajo que puede ser proyectado. Una cuidadosa consideración de cada una de las siguientes clasificaciones mostrará que por lo menos algo del trabajo de mantenimiento puede ser calificado de planeado o repetitivo.



Mantenimiento planeado o repetitivo.

A continuación se da una lista de los aspectos planeados o repetitivos que pueden estimarse y programarse tan exactamente como el empleo terminal o propósito que la estimación lo exija:

- Reparación repetida de artículos específicos, tales como bandas, chumaceras, motores, filtros y coladores.
- Trabajo de rutina, como engrasar, limpiar, ordenar y asear, e inspeccionar.
- Producción y reparación de piezas de repuesto.
- Composturas mayores planeadas.
- Reparación de locales e instalaciones.
- Mantenimiento de área.
- Reparaciones y reposiciones planeadas de carácter no repetitivo.
- Reubicaciones.
- Mejoramientos o modificaciones al equipo.
- Solicitudes de mantenimiento resultantes de inspecciones de mantenimiento preventivo.
- Reparación de equipo no crítico o de carga de trabajo ligera (cuando el equipo puede pararse sin grandes gastos para hacerle reparaciones programadas.

Servicio de urgencia.

Trabajos como los que involucran detectar problemas, paros de máquinas y urgencias relativas a seguridad, pueden necesitar enfoques distintos. Sin embargo, se pueden seguir procedimientos de estimación que serán útiles en muchas de las situaciones de urgencia. por lo general, la clave para hacerlas exactas será la repetición del mismo o semejante problema. Al clasificar los trabajos, será necesario identificar primero los casos muy repetitivos y luego los de alto costo, cuya similitud se espera que ocurra a intervalos largos.

Determinación del empleo que se dará a la estimación.

La extensión de detalles al hacer una estimación y los consiguientes gastos que provoque ésta, se justificará por el uso que se vaya a hacer de la misma. Un método fácil



para determinar la necesidad de exactitud, será comparar el trabajo que se está estudiando, con una guía o lista de usos típicos.

La siguiente lista de esa clase que se consigna a continuación, está dispuesta en un orden aproximado de creciente necesidad de precisión.

Aunada a otros elementos de juicio, será de gran utilidad:

- Para determinar el grado de aprobación requerida, la cual dependerá del monto de la estimación, por ejemplo, de que si es mayor o menor de 5000 pesos.
- Para evaluar la ejecución de las órdenes de trabajo.
- Para una previsión a largo plazo.
- Para evaluar proposiciones de métodos.
- Para tomar decisiones de hacer o comprar que abarquen un volumen anual limitado de dinero.
- Para planear programas mensuales y pronósticos de carga de trabajo.
- Para informes a control de costos del desempeño de trabajo en toda la fábrica.
- Para programas semanarios y asignaciones de mano de obra.
- Para informes departamentales de control de costos.
- Para cómputos de incentivos de grupo en toda la fábrica.
- Para cómputos de informes de costo individual.
- Para planeación y programación de camino crítico.
- Para asignaciones de diarias de mano de obra y programas de trabajo.
- Para tomar decisiones de hacer o comprar volumen anual elevado.
- Para cómputos de incentivos semanarios de grupo departamental.
- Para cómputos de incentivos diarios de grupo pequeño.
- Para cómputos de incentivos semanarios individuales.
- Para cómputos de incentivos individuales diarios.

Recopilada toda la información necesaria relativa a la naturaleza del trabajo y definido el empleo que se va a dar a la estimación, se podrá pasar a plantear la siguiente pregunta: ¿Quién hará la estimación?



III.5.2.1. ¿Quién debe hacer la estimación?

Las estimaciones se pueden hacer por alguno de los siguientes grupos: sobrestantes, ingenieros, planeadores o fijadores de tasas. La pregunta de quién hará la estimación se contesta con certeza cuando se ha establecido el método de estimación apropiado para las circunstancias imperantes. Cada uno de los grupos mencionados estará capacitado para llevar a cabo el procedimiento de estimación a que mejor se adapte.

-Estimación por sobrestantes.

Las estimaciones por los sobrestantes de mantenimiento son, por lo general, las más rápidas y fáciles de hacer, ya que se basan en una formación preliminar limitada y no se necesitan solicitudes formales u otro tipo de control. En ciertos casos, puede ser necesario aceptar este enfoque como la única solución práctica. Cuando el empleo terminal de la estimación queda satisfecho con una aproximación, tan apropiadamente como con un plan detallado, o cuando resulte impráctico recabar información precisa y anticipada del trabajo a efectuar, la estimación del sobrestante es lo más conveniente. Pero hay algo más, éste debe estar familiarizado con el trabajo a fin de que pueda destinar y supervisar a sus hombres. Si fuese otra persona quien se encarga de proyectar y estimar, se duplicaría la tarea. ¿por qué entonces tener planeadores o estimadores además del sobrestante? ¿ Por qué no hacer que sea éste quien haga la estimación?

La respuesta es de economía práctica. Pocos trabajos de mantenimiento están tan bien supervisados que no puedan superarse. Si, por ej. cada uno de los cuatro sobrestantes en cuatro áreas de mantenimiento de 15 hombres se centrare en una supervisión directa de dos horas diarias, en lugar de pasar ese tiempo ocupado en elaborar estimaciones, ello representaría ocho horas adicionales de supervisión por 480 (4 X 15 X 8) horas hombre de trabajo. Suponiendo que una mejor supervisión produjera una reducción de costo de 5 por ciento (480 X 5 por ciento = 24 horas-hombre), el ahorro sería tres veces el costo de un tomador de tiempo completo que estimara el trabajo para los 60 trabajadores. Aún cuando se agregara un segundo estimador, todavía habría un beneficio de 50 por ciento sobre la inversión hecha.

La estimación efectuada por el sobrestante se limitará a situaciones en que no impida la supervisión necesaria y donde no se necesiten procedimientos más detallados.



-Estimaciones por ingenieros.

Aquí también la fuente de disponibilidad de información anticipada y la finalidad de la estimación señalarán el procedimiento a utilizar. Este mismo determinará quien haga la estimación.

¿Deberá ingeniería estimar también las reparaciones ordinarias? La respuesta será si, cuando el procedimiento de estimación apropiado se encamine primordialmente a obtener precios de equipo y cotizaciones de contratistas, especialmente si dicha información afecta en forma esencial decisiones respecto al diseño de dicho equipo. La respuesta será no, si la estimación puede realizarse en forma más efectiva por un planeador o sobrestante, o cuando el trabajo a ejecutar es la parte principal de la tarea.

-Estimaciones por planeadores.

Pocos son los sobrestantes de producción que todavía desempeñan la diversidad de funciones que solían asignárseles en los años veinte. Actividades tales como programar, llevar el tiempo, administración de salarios y mejoramiento de métodos, son ahora de la competencia del personal de asesoría, dejando al sobrestante de producción más tiempo para que supervise a su gente.

El concepto planeación de mantenimiento es en la actualidad uno de los pasos importantes conducentes a proporcionar al sobrestante de mantenimiento algo del mismo respaldo de asesoría que se brinda a producción. Aun cuando la gama de obligaciones del planeador varían mucho de fábrica a fábrica, también varía mucho. La flexibilidad en el empleo de diferentes formas de hacer las estimaciones, según el caso o las circunstancias, constituye una de las ventajas de tener gente dedicada de una manera especial a hacer ese trabajo. Las estimaciones de ingeniería y sobrestantes solo abarcan una gama limitada, mientras que las de los planeadores se adaptan casi a cualquier necesidad.

En la mayoría de los casos, el obtener información respecto al trabajo es una responsabilidad básica del planeador. Sabiendo el propósito de la estimación, se encuentra en una posición ideal para decidir cuál procedimiento es el más indicado. Es importante utilizar al máximo esta flexibilidad dentro de la estructura de políticas de la empresa. Claro que esto requiere de una supervisión cuidadosa y apropiada de la actividad de planeación.



-Estimación por fijadores de tasas.

Cuando se emplean normas de datos elementales para medir el desempeño del trabajo en las operaciones de mantenimiento, algunas de las normas podrán ser elaboradas después terminado el trabajo o durante su desarrollo. Este enfoque es el más usado en reparaciones en que es difícil predecir la extensión del trabajo, hasta que se lleven a cabo determinadas operaciones preliminares como, por ej. Desmontar piezas. Aun cuando a estas normas de trabajo no se le puede denominar estimaciones, según la definición que de éstas hemos dado, quienes las elaboran están bien calificados para hacerlas. Su experiencia en análisis de los trabajos y el empleo de datos básicos elementales puede ser de gran ayuda para la predicción de los costos de un trabajo.

El análisis de costos en cualquier proyecto o en cualquier actividad, es determinante, para la toma de decisiones está plenamente comprobado que se puede realizar cualquier cosa, utilizando la tecnología más moderna, ser un prodigio de ingeniería, tener muchísimas cualidades, pero si no se justifica económicamente no va a tener razón de ser.

Enfocándose a lo que es el mantenimiento, lo que nunca podemos hacer es tener la maquinaria y equipo funcionando a cualquier costo, porque eso redundaría en un incremento del costo total del producto. Es función del departamento del mantenimiento conseguir que toda la planta funcione en condiciones óptimas de operación al menor costo posible, por lo que el propósito de éste capítulo es presentar un estudio de los costos que son aplicados al departamento de mantenimiento en una forma general.

Lo que a continuación se presenta, como anteriormente se mencionó, es con la finalidad de mostrar toda una técnica de llevar los costos de mantenimiento para aplicarlos cuando se tengan los elementos necesarios para ello y que estos sirvan de apoyo para los que estemos involucrados en la Administración del mantenimiento.

III.6.TERMINOS UTILIZADOS EN MANTENIMIENTO Y SU ALCANCE.

Administración.

Es lograr un control, coordinación y eficiencia máxima en lo que se refiere a la operación interna de la organización de mantenimiento.



Efectividad.

Es el logro de la efectividad máxima de mantenimiento, es minimizar los tiempos de paro y promover el rendimiento óptimo de los equipos.

Costos.

El lograr que los costos de mantenimiento sean en lo que se refiere a producción y a los de mantenimiento en sus actividades previas.

Para poder entender los costos que intervienen directamente en la actividad del Mantenimiento es necesario, tener el conocimiento de la variedad de clasificaciones que sobre costos se tienen y así poder ubicar los relacionados con el Mantenimiento.

Los costos pueden ser clasificados de acuerdo al enfoque que se les dé. A continuación comentaremos los más utilizados.

III.6.1. DE ACUERDO CON LA FUNCIÓN EN LA QUE INCURREN.

A) COSTOS DE PRODUCCIÓN. Son los que se generan en el proceso de transformar la materia prima en productos terminados.

A.1. MATERIA PRIMA. Es el costo de materiales integrados al producto; por ej. la malta utilizada para producir cerveza.

A.2. MANO DE OBRA. Es el costo que interviene directamente en la transformación del producto, por ej. El salario de un obrero que está en la línea de producción.

A.3. GASTOS DE FABRICACIÓN INDIRECTOS. Son los costos que intervienen en la transformación de los productos, con excepción de la materia prima y la mano de obra directa. Por ej. el sueldo del supervisor.

B) COSTOS DE DISTRIBUCIÓN O VENTA. Son los que incurren en el área que se encarga de llevar el producto desde la empresa hasta el último consumidor. Por ej.

Publicidad.

Conceptualmente, los índices de gestión financiera deberían abarcar 5 tópicos, cada uno conformado por tres subcomponentes, como es indicado a continuación.



Personal.

- Directos. Salarios y comisiones
- Indirectos. Recargos sociales y beneficios (transporte, alimentación, seguro médico, seguro odontológico, habitación, recreación deportes, auxilio de capacitación, etc.
- Administrativos. Rateo de los gastos de las áreas de recursos humanos y capacitación en función de la cantidad de empleados del órgano de mantenimiento.

Material.

1. Directos. Costo de reposición de material.
 2. Indirectos. Capital inmovilizado, costo de la energía eléctrica, almacenaje instalaciones, agua y personal del depósito.
- Administrativos. Rateo de los gastos de las áreas de compra y administración de material, en función de tiempo de ocupación del personal para la atención del personal para el área de mantenimiento.

Contratación.

- Directos. Costos de los contratos (permanentes y eventuales).
- Indirectos. Servicios y recursos utilizados por terceros y costeados por la empresa (transporte, alimentación instalaciones, etc.)
- Administrativos. Rateo de los gastos de las áreas de administración de contratos, financiera y contable, en función de la implantación con los contratos del área de mantenimiento.

Depreciación.

- Directos. Costo de reposición.
- Indirectos. Capital inmovilizado.
- Administrativos. Rateo de los gastos de las áreas de contabilidad, control de patrimonio y compra en el levantamiento, acompañamiento y adquisición de máquinas y herramientas para el área de mantenimiento.

Pérdida de Facturación.



- Directos. Pérdida de producción.
- Indirectos. Pérdida de materia prima, pérdida de calidad, devolución, reprocesos
- Administrativos. Rateo de los gastos de las áreas de control de calidad, ventas y jurídica en función de la implantación debida a mantenimiento.

Debemos dejar claro que el costo total de un paro, ya sea planeado o no planeado, se debe calcular como la suma de todos los costos de la reparación más todo el valor del producto que se dejó de fabricar, que siempre sobrepasa al anterior con un factor de hasta cien veces y, además, en los casos en que se afecta la calidad del servicio a los clientes, el costo se traduce en el deterioro de la imagen e, incluso la pérdida de éstos clientes.

III.7. SERVICIOS DE MANTENIMIENTO

En el desarrollo de las tareas de mantenimiento de una empresa debe definirse cuáles conviene realizar en forma:

3. Interna (recursos propios)
4. Externa (contratación).

Es decir cuáles de ellas se efectuarán con personal propio y cuales se contratarán a través de otra empresa.

Esta decisión debe fundamentarse en los Objetivos y planeación de la empresa, estableciéndola con toda precisión para el desarrollo del mantenimiento, definiendo así su estructura y el apoyo externo requerido por la empresa. Para esta última opción, se recomienda la secuencia descrita en la tabla III.3.

Aplicando esta secuencia se determinará la conveniencia de contratación externa en cuanto a personal (mano de obra), en cantidad, frecuencia y especialidad de la mano de obra requerida. Debe tenerse presente la opción de capacitación del personal para incrementar versatilidad (polivalente o mil usos) del mantenedor en sus funciones, es decir que un trabajador pueda cubrir dos o más funciones y así justificar su permanencia en la empresa, aunque no se tenga una demanda para su participación de tiempo completo en su especialidad.



El mantenimiento Externo (outsourcing) contratado en forma integral se le conoce como mantenimiento Integral (Full Service) cuando se le incorpora la total gerenciación (management).

Con este concepto se tiene el mensaje a la empresa “zapatero a tus zapatos”, es decir la empresa cubre los objetivos y el mantenimiento se contrata con otra empresa con una probada experiencia, con expertos en Administración del Mantenimiento y su gerenciación, técnicos de alto nivel y mano de obra especializada con un fuerte respaldo, así como con los recursos económicos y financieros.

Técnicamente la empresa que ofrece este tipo de mantenimiento cuenta con un banco de datos extraordinario, obtenido a través de su experiencia y que se actualiza a diario con el trabajo regular de los diferentes frentes de trabajo que esté realizando, así como la actualización tecnológica y el trabajo creativo de sus expertos desarrollando procedimientos y metodologías.

TABLA III.3. REQUERIMIENTOS TOTALES DE MANO DE OBRA.

(Procedimiento Básico).

1. Identificación de los bienes físicos de la empresa bajo la responsabilidad de mantenimiento.
2. Determinar las rutinas (planes) de mantenimiento.
3. Clasificar las tareas requeridas.
4. Programar las tareas y actividades (calendarizar).
5. Estimar los recursos necesarios para el mantenimiento.

Mano de Obra

Especialidad

Categoría

Número (rendimientos)

Frecuencia



Equipo

Herramientas

Maquinaria

Materiales

Materiales menores en volumen

Refacciones

Especiales

Seguridad

Personal

Equipo (protecciones)

Económicos y financieros

III.7.1. RESPONSABILIDADES.

Mantenimiento es el responsable de los bienes físicos de la empresa, premisa que debe ser clara y enfáticamente establecida por la Dirección de la Empresa y que los Mantenientes deberán comprender y ejercer.

Esta responsabilidad no se releva al efectuarse las tareas por contratistas; en cuyo caso Mantenimiento debe realizar la función de supervisión, apoyando y buscando los mejores resultados, aceptando y aprovechando la ayuda en el desarrollo de sus tareas realizadas por el Contratista.

La única forma para el personal de mantenimiento de no tener esta responsabilidad es que la empresa no le apoye y destine recursos suficientes, en cuyo caso el mantenernte debe:

6. Dejar asentado el riesgo que esto presenta y que por lo tanto los directivos de la empresa asumen la responsabilidad.

Esto debe ser en forma documentada, es decir que el directivo dé la firma de conocimiento del riesgo del No mantenimiento.



Evidentemente que esta postura es incómoda y seguramente desencadenará el despido del Mantenerte.

5. Renunciar el manteniendo a su trabajo.

Es absurdo tomar responsabilidades sin apoyo y recursos.

6. La contratación externa en ocasiones no obedece a una conveniencia técnica o económica de la empresa, sino a corrupción del contratante para obtener ingresos extraordinarios al favorecer a contratistas que le otorgarán beneficios (mordidas), sin preocuparse en los resultados.

Bajo estas nefastas condiciones el manteniendo no puede ver al Mantenimiento externo como apoyo, sino obstáculo, sin posibilidad de exigir resultados aceptables, complicando su trabajo y pudiendo aparecer como cómplice de esta corrupción, con gastos innecesarios no justificados, lo que orilla también al Mantenerte a renunciar al trabajo.

Mantenimiento es responsable de establecer los bienes y servicios requeridos para su trabajo, seleccionando aquellos que por su experiencia e información los puedan satisfacer adecuadamente, es decir económicamente (precio, oportunidad, respaldo).

TABLA III.4 FACTORES PARA DETERMINAR EL PERSONAL REQUERIDO.

PRODUCTO :

- Calidad
- Tipo y nivel de labor requerida.
- Continuidad
- Diseño
- Estado
- Función.

MEDIO

7. Ambiente



8. Posición relativa en el mercado
9. Responsabilidades y garantías
10. Usuarios finales del bien.

RECURSOS DISPONIBLES (BÁSICOS)

11. Económicos
12. Financieros
13. Materiales
14. Humanos.

TABLA III.5. FUENTES DE CRITERIO PARA CONTRATACIÓN.

15. Experiencia propia.
16. Investigación de resultados en empresas semejantes.
17. Mesas redondas con especialistas de diversas áreas:
Líderes sindicales, asesores de productividad, psicólogos, administradores, etc.
18. Sentido común.
19. Tormenta de ideas:
Personal de mantenimiento, producción, manufactura, control de calidad, etc.

Así el mantenimiento debe contar con proveedores de bienes y servicios que verdaderamente lo apoyen, con alta disponibilidad en condiciones extremas, para los cuales deberá de otorgárseles prioridades que aparentemente en forma puntual (por ejemplo: costos) no sean las mejores, pero que otorgen regularmente a la empresa, fiabilidad, oportunidad y calidad.



TABLA III.6. SERVICIOS DE MANTENIMIENTO.

(Alternativas Básicas)

A. CON RECURSOS PROPIOS.

VENTAJAS	VENTAJAS
<p>1. Disponibilidad oportuna Del servicio.</p>	<p>1. Costos indirectos de personal adicional.</p> <p>20. Administración.</p> <p>21. Capacitación</p> <p>22. Herramientas</p> <p>23. Uniformes</p>
<p>2. Menor tiempo de respuesta.</p>	<p>2. Servicios.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Baños - Comedor - Servicio Médico - Transporte
<p>3. Autodesarrollo tecnológico.</p>	<p>3. Costos de Prestaciones.</p>
<p>4. Desarrollo de simplificación y sustitución.</p>	<p>4. Problemas Sindicales.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Limitaciones en contratación - Pagos adicionales al Sindicato - Sabotaje.
<p>5. Probable mejor control en la calidad del trabajo.</p>	
<p>6. Auto suficiencia.</p>	



B. CON RECURSOS EXTERNOS

1. Garantía mayor
(penalizaciones por incumplimiento)
2. Costo por servicio realizado
(no se pagan errores y/o falta de capacidad)
3. Personal más capacitado
4. Selección de proveedores.
5. simplificación administrativa
6. Tensión y atención menor de los directivos.

Estas son las alternativas extremas, pudiendo optar por la selección de una de ellas o su combinación (mezcla).

La proporción de su mezcla y áreas de aplicación es una definición clave para Mantenimiento.

Para determinar el número y categoría (capacidad técnica) del personal que realizará el mantenimiento, se deben considerar diferentes factores, entre otros los enlistados en la tabla III.4.

Por lo tanto, la cuestión a resolver al contratar servicios externos, será la definición de:

22¿ Porqué?

23¿ Cuál?

24¿ Cómo?

Los parámetros para la selección de la alternativa son:

25Análisis de costos

24. Calidad de resultados

25. Cuantificación de conceptos subjetivos.

Las fuentes que se consideran base para establecer los criterios para definir la forma de contratación se enlistan en la tabla III.5.

La evaluación de las ventajas y desventajas (tabla III.6. y III.7.) de una u otra alternativa puede representar un estudio muy completo y complejo. Es conveniente que esta integración de los recursos sea contemplada en general como la Forma de Contratar el Mantenimiento, es decir contratación interna o contratación externa.



TABLA III.7. MANTENIMIENTO INTERNO vs. EXTERNO.

1. COSTOS COMPARABLES.	
HACER	CONTRATAR
<ul style="list-style-type: none"> - Directo - Sueldo personal - Prestaciones 	<ul style="list-style-type: none"> - Servicio - Facturación - Transporte de equipo y herramientas
indirectos	
<ul style="list-style-type: none"> - Equipo - Herramientas - Materiales - Refacciones - Taller <ul style="list-style-type: none"> - Área - Instalaciones - Electricidad - Teléfonos 	<ul style="list-style-type: none"> - Facturación - Impuestos - Fianzas - Seguros
2. TIEMPO DE RESPUESTA	
3. DISPONIBILIDAD EN EL MERCADO.	
4. CALIDAD EN EL TRABAJO.	



CAPITULO IV

PROPUESTA DE ACTIVIDADES PARA MANTENIMIETO DE SUBESTACIONES



IV.1. ACCIONES PREVIAS A LA EJECUCION DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO A SUBESTACIONES ELECTRICAS.

1. Veinticuatro Horas previas al inicio de las labores de mantenimiento preventivo a una subestación eléctrica, se debe arrancar la planta de emergencia (en caso de existir) en forma manual y con carga, a fin de garantizar el buen funcionamiento del motor de combustión interna, del alternador, de los controles de mando y protección así como de la batería de arranque, confirmando que el voltaje de fase a tierra, la frecuencia, la velocidad, el nivel del combustible, la presión del aceite, etc., sean los correctos.

2. Una hora antes del libramiento de líneas, es necesario efectuar el último aviso al jefe de producción sobre la hora indicada para el inicio de las maniobras de dicho libramiento, asimismo se debe proceder a tender el cordel de algodón y cañamo de color naranja fosforescente al frente de los gabinetes tanto de alta tensión como en los de baja tensión, cubriendo un área de 2.00 metros al frente de dichos gabinetes por todo lo largo de los mismo y a una altura de 1.00 metro, para impedir el paso a personal extraño al mantenimiento.

Antes de iniciar las acciones es obligado colgar a los extremos de las subestación eléctrica dos de los rótulos “Peligro, no penetrar a esta área”, los otros colgarán del cordel espaciados proporcionalmente al frente de los gabinetes.

También al frente y en la parte media superior de los gabinetes del servicio de emergencia se colocará el rótulo “Peligro energía conectada” En la parte frontal de cada gabinete de energía se deben colocar los rótulos “No trabajar en estos gabinetes” y apoyado frente al interruptor del generador de la planta de emergencia se colocara el rótulo “No desconectar este interruptor”.

3. Diez minutos antes del libramiento de línea y ya con la presencia del personal de la compañía suministradora, se arranca la planta de emergencia con carga, para ello se debe abrir el circuito general de emergencia, previa apertura del interruptor de enlace, de lo contrario, la planta no arrancará.

IV.1.1. MANIOBRAS EN BAJA TENSIÓN:

A la hora indicada y habiendo asegurado el perfecto funcionamiento de la planta de emergencia, abra los circuitos subgenerales del servicio de energía normal a través de los



interruptores, enseguida, abra los circuitos generales de energía normal a través de los interruptores que corresponden al interruptor general de cada uno de los transformadores de distribución de energía eléctrica.

IV.1.2. MANIOBRAS EN ALTA TENSION

1. Abra los interruptores de alta tensión, prosiguiendo con las cuchillas de paso (o seccionadoras) y finalizando con los circuitos de la acometida general, lo cual estará a cargo del personal de la compañía suministradora, al que se solicitará desmonte los portafusibles y haga entrega de ellos al jefe correspondiente.

Durante las maniobras de desenergización ninguna persona debe acercarse a los gabinetes, éstos deben permanecer con sus puerta cerradas, hasta que la orden de las maniobras sea dada por el responsable de las labores de mantenimiento..

Inmediatamente hecho lo anterior, se debe colocar en la mufa a la entrada de las líneas de alta tensión al tubo de asbesto cemento (en el poste de la acometida principal) el rótulo: "libramiento por labor de mantenimiento en subestación eléctrica". ¡No conectar!.

2. Acto seguido de que el personal de mantenimiento se haya colocado los guantes para el manejo de energía eléctrica en alta tensión, colocado el caso protector de fibra de vidrio, puesto los zapatos aislantes el material y la herramienta necesaria, deberán ponerse a "tierra " las boquillas de alta y las de baja tensión de cada uno de los transformadores de distribución: Para lo anterior, se deberá conectar un cable de conexión a ésta más cercano a dichas boquillas, y con la otra punta, desprovista de aislamiento en aproximadamente diez centímetros, hacer contacto con el conector de cada una de las boquillas en cuestión en cada transformador, después, con alambre conductor de cobre desnudo calibre No. 10, cortocircuitar las boquillas de alta y las de baja tensión de dichos transformadores (uso de pértiga); y finalmente; en forma permanente durante la labor de mantenimiento, conectarlas a tierra mediante un cable aislado calibre No. 8, en cada caso.

3. Hecho lo anterior, se podrá dar inicio a las labores de mantenimiento de los equipos de las subestación eléctrica.



IV.2. ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO A SUBESTACIONES ELECTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

A continuación se da a conocer un panorama general de las actividades de mantenimiento de cada elemento que compone a la subestación eléctrica.

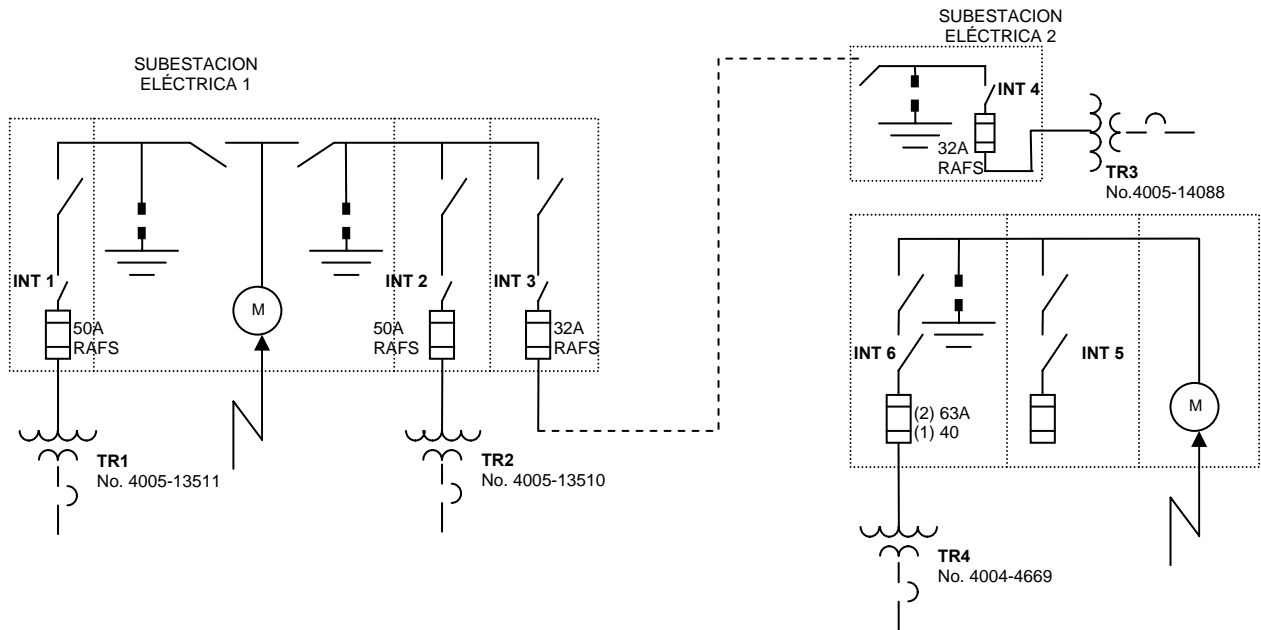


Figura 4.1. Diagrama eléctrico unifilar para facilitar el procedimiento a seguir en las maniobras de desenergización de una subestación eléctrica con fines de mantenimiento preventivo.



ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO A SUBESTACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

IV.2.1. Gabinetes generales

Antes de iniciar la limpieza, se debe observar cuidadosamente si existe excremento de roedores (ratas o ratones) en el interior de los gabinetes, e identificar de cuáles se trata, así mismo, se debe constatar si existen cadáveres o restos de estos roedores.

Observar minuciosamente si existen barras flameadas, y en cualquiera de estos casos reportar al residente de conservación de la unidad y asentar en la bitácora de la subestación eléctrica, para que en forma inmediata se tomen decisiones para la solución del problema.

Una vez cumplido con lo anterior, hay que iniciar la limpieza general eliminando el polvo, telarañas, sustancias extrañas, grasa, aceite, suciedad, etc., en los gabinetes de alta y en los de baja tensión, tanto en el interior como en el exterior, a excepción lógica de los gabinetes de distribución del servicio de emergencia.

Deberá iniciarse la limpieza por el área superior externa de los gabinetes, utilizando primeramente escoba, prosiguiendo con brocha de fibra de vegetal y finalizando esta etapa inicial con jerga, sin olvidar utilizar en todo momento tapabocas.

Continuar la limpieza en el interior de los gabinetes y de todo el equipo que contienen, excepto los de servicios de emergencia, utilizando brocha de fibra vegetal para los gabinetes, y para el equipo alojado dentro de los mismos, finalizando con jerga.

Para efectuar la limpieza del equipo alojado dentro de los gabinetes de baja tensión, deberán retirarse las tapas posteriores de dichos gabinetes.

Barrer perfectamente el polvo del piso en el exterior y interior de los gabinetes con escoba de mijo previamente humedecida en agua.

Revisar cuidadosamente el estado de la pintura, si es necesario retocar, utilícese pintura de color similar (esmalte acrílico mate de secado rápido), aplicada con brocha de 5 centímetros de ancho cerda delgada.

Si el área o áreas a retocar presentan corrosión y son extensas, se anotará en bitácora para que posteriormente, y previa programación, se aplique el tratamiento anticorrosivo adecuado.

Comprobar que la base de los gabinetes no presenten corrosión, en caso contrario, se debe elaborar reporte en bitácora.



Revisar los elementos de fijación de las tapas y puertas de los gabinetes de la subestación (tornillos, bisagras), así como las perillas, manijas y vidrios de las mirillas.

IV.2.2. Terminales a base de Conos de alivio.

Con cada uno de los cables de alta tensión conectados a “tierra”, verificar que el encendido haya quedado perfectamente limpio de polvo y suciedad.

Medir la resistencia de aislamiento entre el conductor y la pantalla electrostática del cable a través de la cinta metálica de conexión a “tierra”, desconectándola de los demás cables y de “tierra”, para probar el aislamiento en cada una de las fases. La indicación en las escalas del probador de aislamiento debe tender hacia INFINITO, debiendo tomar de un megaohms por cada Kilo-volt de nivel aislante.

Hecho esto, se debe proceder a efectuar de nuevo la conexión a “tierra” de los conos de alivio.

En caso de encontrar alguna o algunas terminales en el mal estado, es necesario consultar el instructivo. Elaboración de terminales para cables monofásicos con aislantes sólido para alta tensión, editado por los fabricantes de cables y conductores eléctricos. Si el personal no se encuentra capacitado para elaborar este tipo de terminales, se deben solicitar los servicios de un contratista en instalaciones eléctricas debidamente establecido, en caso de que el ingeniero o técnico especialista del apoyo técnico correspondiente no pueda acudir a otorgar el apoyo.

IV.2.3. Cables de alta Tensión

Comprobar que el radio de curvatura en los cambios de dirección no sea menor de 20 diámetros de conductor en cada caso; de no ser así, anotar este dato en la bitácora para su corrección posterior.

Efectuar limpieza en los cables, eliminando polvo, suciedad, aceite o grasa.

IV.2.4. Aisladores (todo tipo de soporte aislante de barras conductoras).

Limpiar los elementos aisladores, eliminando polvo y suciedad acumulados.

Revisar cuidadosamente el cuerpo de los aisladores, verificando que no se encuentren rotos o fracturados; de ser así, se debe proceder al reemplazo de los elementos necesarios. Si los aisladores presentan suciedad difícil de limpiar, es necesario utilizar



una mezcla de ácido clorhídrico con agua en proporción de 1:40, y con un paño de lana húmedo frotar la superficie por limpiar, evitando el contacto con partes metálicas después de tratar la superficie con una solución neutra compuesta por 30 gramos de bicarbonato de calcio en un litro de agua.

IV.2.5. Registros

Limpiar de basura y objetos extraños, finalmente, sellar los registros con material plástico flexible e impermeable.

IV.2.6. Cuchillas de prueba o cuchillas de paso.

Efectuar limpieza en sus aisladores y en sus soportes.

Verificar que la presión de contacto entre partes fijas y partes móviles sea tal que no force al mecanismo de operación.

Accionar el mecanismo de operación y observar que las cuchillas en grupo entren con relativa facilidad en las horquillas. En caso necesario efectuar el ajuste pertinente.

Verificar la presión de apriete de los tornillos; constatar que no falte ninguno de los seguros en los tornillos.

Retirar toda la grasa para lubricación que contengan las cuchillas de paso y/o de prueba, y reemplazar ésta por grasa amarilla.

Verificar el perfecto estado físico y de funcionamiento de las barras aislantes entre cuchillas, en caso de que se cuente con éstas.

IV.2.7. Cuchillas Seccionadoras de Operación con carga, Cortacircuitos, Fusibles y Cortacircuitos Portafusibles de Expulsión.

Efectuar limpieza de polvo y suciedad impregnada a los aisladores y a sus soportes, teniendo gran cuidado en no desprender placa, etiqueta o datos impresos de ellas.

Confirmar que la estructura o bastidor del interruptor esté conectada a tierra.

Verificar que las terminales de llegada y las de salida se encuentren firmemente conectadas.

Verificar el correcto funcionamiento de cada grupo seccionador con carga y de cada grupo cortacircuitos fusible, utilizando el instructivo de operación proporcionado por el fabricante o proveedor (en caso de no tener la experiencia necesaria sobre la operación del equipo); cierre del grupo de cuchillas seccionadoras o los cortacircuitos fusibles (según el caso) mediante su accionamiento manual, observando que tanto las cuchillas principales como las de arqueado, conecten con la precisión requerida y el contacto firmemente adecuado.



Pulsar cualquiera de los balancines donde percute el vástago al fundirse un fusible, y observar que la apertura de las tres fases del seccionador se haga simultáneamente y en forma inmediata.

Verificar los clips abrazaderas para que los fusibles tengan el contacto adecuado, extraer y colocar de nuevo los fusibles cuidadosamente, estando abiertas las cuchillas del seccionador.

Revisar el control para disparo automático de acuerdo con el instructivo específico según el caso.

Revisar los accesorios de ambos contactos (fijos y móviles) para determinar la condición física de los elementos de contacto y la de todas las partes accesibles, como son: pernos, tuercas, resortes, chavetas, etc., y efectuar los ajustes necesarios, reparando o reemplazando cualquier parte dañada.

Para los muy contados casos de cortocircuitos portafusibles de expulsión.

No deberán aparecer portafusibles deteriorados o sin tapones de expulsión. Los listones o eslabones fusibles deben ser de la capacidad adecuada a la capacidad del transformador que protegen. Si se encuentran listones o eslabones fusibles de diferente capacidad para un mismo grupo de cortocircuitos, se deben sustituir por los adecuados.

Retirar toda la grasa lubricante del mecanismo de giro y reemplazar por grasa amarilla.

IV.2.8. Apartarrayos

Comprobar que el montaje de los apartarrayos sea completamente vertical, y que su base se encuentre debidamente nivelada.

Verificar la conexión de cada uno de los apartarrayos tanto a línea como a tierra.

Comprobar que no existe deterioro en el cuerpo de cada apartarrayos y en sus herrajes.

Comprobar la continuidad del conductor a tierra hasta la toma de tierra correspondiente, con ayuda de un óhmetro o un multímetro en la escala mínima, y utilizando un cable conductor TW calibre Núm. 10 con una longitud de 15 metros.

Verificar la conexión efectiva a tierra, debiendo existir como máximo una resistencia entre la toma de tierra y el terreno de 10 Ohms. El método a emplear dependerá del ingeniero o técnico especialista en instalaciones eléctricas adscrito al apoyo técnico correspondiente.

Verificar que el tipo de modelo apartarrayos haya sido debidamente seleccionado para el voltaje de operación.

Un apartarrayos debe ser capaz de atenuar, sin destruirse una sobreelevación de voltaje de dos y media veces el voltaje nominal de línea.



IV.2.9. Barras Colectoras en Alta Tensión.

Efectuar limpieza a las barras conductoras con limpiador líquido SS-25 o similar, después de que se efectuó limpieza general para eliminar todo el polvo de la subestación.

Verificar que las barras cuenten con todos sus tornillos, rondanas de presión rondanas y tuercas; y que éstos sean de aleación afín al metal de fabricación de las barras.

IV.2.10. Transformadores de Distribución.

Efectuar limpieza de polvo y suciedad de los transformadores que se hayan desenergizado, utilizando detergente o líquido limpiador.

Observar que no exista oxidación en parte alguna de la superficie metálica; en caso de existir, reportarla al jefe de la residencia de conservación de la unidad, para que proceda a ordenar que se aplique el correctivo necesario o lo asiente en la bitácora de la subestación, para que posteriormente se programe el servicio.

Revisar en el lado de alta tensión si el encintado y los aisladores de las boquillas no se encuentran en buenas condiciones; de ser así deben ser reemplazados por nuevos. Hacer lo mismo en el caso de los aisladores de las boquillas de baja tensión.

Reportar en la bitácora si existen cables con conductores cercenados en las terminales con los conectores en el lado de baja tensión, y verificar la seguridad de cada conexión.

Verificar que las válvulas de seguridad funcionen adecuadamente. Si se manifiestan fuga o fugas de aceite a través de alguna o algunas de las boquillas del transformador, proceder a efectuar el ajuste adecuado, de acuerdo con la guía que aparece al final de estas recomendaciones para el mantenimiento preventivo a subestaciones eléctricas.

Verificar la conexión efectiva del tanque del transformador a tierra.

La prueba de rigidez dieléctrica del aceite refrigerante para los transformadores de distribución.

IV.2.11. De rutina.

Para lugares con clima cálido -húmedo:

Cada año.

Para lugares con clima extremo y lugares con clima templado.

Cada dos años.



Obtener una muestra de aceite de $\frac{3}{4}$ a 1 litro a través de la válvula de muestreo y efectuar tres pruebas con lapso de un minuto. Para procedimiento a seguir, consultar la norma Conservación de Aceite Aislante para Transformadores.

Como lo indica la norma, el aceite debe resistir por lo menos 25kv/2.54mm; de lo contrario deberá aplicarse tratamiento de regeneración, y cuando esto suceda, antes de la regeneración se debe reponer el contenido de aceite hasta el nivel indicado en el interior del tanque del transformador.

El aceite dieléctrico con el que se reponga el nivel de contenido de aceite deberá tener certificación de estar en la condición dieléctrica de excelente, ya que se trata de aceite nuevo.

Retirar el tapón capa del tubo coplee superior colocado en la tapa principal del transformador (utilizando para acoplar las mangueras de entrada de aceite al transformador al recircularlo para su regeneración) y verter el volumen de aceite necesario hasta que la aguja de la carátula del indicador de nivel de aceite señale la línea de alto, impresa en su parte superior.

Colocar de nuevo el tapón capa al tubo coplee, imprimiéndole una presión segura al roscar.

Procédase a la regeneración del aceite mediante el sistema de filtro prensa, debiendo alcanzar un valor de rigidez dieléctrica muy cercano a 30kv, pero superior a 25 kv, cuya prueba deberá efectuarse una hora después de concluido el proceso de regeneración.

El análisis químico del aceite refrigerante para los transformadores de distribución.

Debe ser de rutina.

Para lugares con clima cálido-húmedo:

Cada tres años.

Para lugares con clima extremoso y los lugares con clima templado.

Cada cinco años.

1. Se deben tener en cuenta los programas de mantenimiento predictivo y preventivo a los diversos equipos que conforman a la subestación, principalmente al transformador ya que es considerado el corazón de ésta misma. En la Tabla IV.1 se muestra un ejemplo de rutina a transformadores la cual se debe llevar a cabo cada mes, tomando en cuenta temperaturas, niveles, corrientes y kwh.
2. En algunas ocasiones se presenta la necesidad de efectuar trabajos en el equipo de transformación, ya sea por mantenimiento preventivo predictivo y correctivo, los



cuales se efectúan. Bajo estas circunstancias es necesario efectuar una buena planeación de los trabajos.

A continuación haremos mención de las pruebas que se realizan a los transformadores ya que es importante conocerlas con detalle pues de ellas depende en gran parte la vida de nuestro equipo de transformación.

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Objetivo: Verificar el grado de humedad o deterioro de los aislamientos.

Equipo de Prueba: Probador de resistencia de aislamiento (Megger).

Se requiere de un análisis minucioso, aunado a la experiencia personal, en virtud de que hasta el momento no existen rangos de valores predeterminados o estándares.

Esta situación se debe, principalmente, el diseño del circuito y a la condición en que se encuentra el transformador.

Los fabricantes cuentan con reglas que podemos llamar de “dedo”, que en un momento dado nos pueden ayudar teniendo un panorama muy limitado; pero definitivamente no debemos caer en el error de que sean lo óptimo. Así tenemos que una regla generalizada, es la de multiplicar los KV de fase a fase por 25, para saber aproximadamente el valor mínimo de Meghoms, referidos a 20° C; o bien, aceptar 1000 M mínimos a 20° C, para voltajes superiores a 69 KV.

FACTOR DE POTENCIA DEL AISLAMIENTO.

Objetivo: Verificar el grado de humedad y deterioro de los aislamientos, por disipación de energía.

Equipo de prueba: Equipo de factor de potencia.

En forma general, podemos decir que los valores máximos aceptables son:

Para transformadores nuevos 0.5% de F.P. referido a 20°C.

RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Objetivo: Verificar la relación de transformación y fallas en devanados.



Equipo de prueba: Probar de relación de transformación (TTR).

En caso de no contar con este equipo, se puede verificar la relación de transformación con un voltmetro de escala adecuada y una fuente de alimentación de C.A. de bajo voltaje (máximo 440 Volts.).

P O L A R I D A D

Objetivo: Verificar la polaridad de los devanados de transformador.

Equipo de prueba: Probar de relación de transformación (TTR).

La polaridad debe coincidir con el diagrama vectorial de la placa del transformador.

RESISTENCIA OHMICA DE DEVANADOS.

Objetivos: Verificar temperatura promedio de devanados, verificar pérdidas promedio (RT), verificar resistencia de devanados.

Equipo de prueba: Puente de Kelvin, Puente de Weastone ó con Ducter.

En caso de no contar con este equipo, se puede efectuar la medición con una batería automotriz, u Voltmetro y un Ampérmetro.

La tolerancia que se ademita es de 2%, de acuerdo con los datos proporcionados por el fabricante y corregida a la base de temperatura, que también proporciona el fabricante.

CORRIENTE DE EXCITACIÓN CON EQUIPO DE FACTOR POTENCIA.

Objetivo: Detectar problemas de devanados y núcleo.

Equipo de prueba: Equipo de Factor de Potencia.

Para la interpretación del resultado de la prueba debe tomarse en cuenta, muy seriamente, el historial del equipo o el de un equipo igual, con el fin de poder evaluar las posibles discrepancias.

En caso de que los valores sean diferentes, se tiene la necesidad de efectuar pruebas exhaustivas, a fin de poder determinar el problema que está causando la diferencia de lecturas.



MEDICION DE IMPEDANCIA.

Objetivo: Verificar la impedancia de placa del transformador.

Equipo de prueba: Un Vóltmetro, un Ampérmetro y una fuente de corriente alterna de bajo voltaje (Máximo 440 Volts).

La tolerancia admitida en pruebas de campo contra la de placa, es de 5%, en virtud de que lectura de temperatura no es del todo confiable, aunado al error de los aparatos.

RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE.

Objetivo: Detectar contaminantes tales como agua, partículas en suspensión ó partículas conductoras, diluidas en el aceite aislante.

Equipo de prueba: Medidor de rigidez dieléctrica de líquidos aislantes.

Valores permisibles: Norma D-877, disco plano de 25.4. Milímetros de diámetro y 2.54 milímetros de separación.

25 KV Mínimos de ruptura en aceites usados, 35 kv. Mínimo de ruptura en aceites nuevos.

Norma D-1816 discos semiesféricos con separación de 1.016 milímetros:

20 KV Mínimos de ruptura en aceites usados.

30 KV Mínimos de ruptura en aceites nuevos.

RESISTIVIDAD DEL ACEITE.

Objetivo: Verificar propiedades aislantes del aceite.

Equipo de prueba: Copa de resistividad, tarahometro ó probador de resistencia de aislamientos.

Valor aceptable. Más de 50 X 10M Mohms - cm.

TENSIÓN INTERFACIAL DEL ACEITE.

Objetivo: Medir fuerza de cohesión entre moléculas de agua y aceite, detectándose productos polares solubles o productos de deterioración.

Equipo de prueba: Jeringa para prueba.

El valor mínimo aceptable es de 40 Dinas-Cm, corregido a 25° C.



COLOR Y CONDICIÓN DEL ACEITE

Objetivo: Verificar el grado de oxidación del aceite.

Equipo de pruebas: colorímetro portátil por comparación de color.

Valor permisible: 0.5. Máximo para aceites nuevos (color claro), 5 Máximo para aceites nuevos (color claro), 5 Máximo para aceites usados (color amarillo naranja).

En el rango de color amarillo, naranja y rojo el aislamiento del transformador está seriamente afectado.

NUMERO DE NEUTRALIZACIÓN DEL ACEITE (ACIDEZ)

Objetivo: Medir la cantidad de ácido en el aceite aislante.

Equipo de prueba: Probeta graduada para 75 ml., jeringa hipodérmica de 5 ml. Graduada.

Sustancias necesarias: Alcohol desnaturalizado, solución de fenolftaleína y solución de hidróxido de potasio.

Valor permisible: 0.03 Máximo, miligramos de KOH/gramo.

HUMEDAD DEL ACEITE

Objetivo: Medir contenido del agua en el aceite, en partes por millón.

Equipo de prueba: Hidrómetro y/o equipo especial para prueba de factor de potencia para aceite.

Valor permisible: No más de 10 partes por millón (PPM.)

FACTOR DE POTENCIA DEL ACEITE

Objetivo: Determinar presencia de contaminantes o productos de deterioración.

Valores permisibles: Máximo 0.05% de F.P. a 20° C, aceite nuevo.

Máximo 0.1% de F.P. a 20° C, aceite usado.



CROMATOGRAFIA DE GASES EN EL ACEITE AISLANTE.

Objetivo: Determinar la cuantificación de gases combustibles en el aceite, que denuncien fallas incipientes en los transformadores.

Equipo utilizado.-

Para muestreo: Jeringas selladas, con válvulas.

Para análisis: Cromatógrafo de laboratorio.

Se determinan partes por millón y en %, de los gases formados, estableciendo un diagnóstico de lo ocurrido en el equipo, durante una falla incipiente.

3. HISTORIAL Y REPORTES.

Actualmente se hace imprescindible el contar con un historial del equipo lo más completo posible, en virtud de ser la fuente de información con que se debe contar cualquier equipo.

Es conveniente que sea de lo más completo y fidedigno, para poder determinar, en cualquier momento, el estado real y actual del equipo; pues será un apoyo para poder tomar decisiones de trascendencia.

Por lo que corresponde a reportes, estos deben ser concisos y concretos; debiendo contener todos los aspectos. Aún los que sean considerados de poca trascendencia; con el fin de que la persona que los analice, tenga un panorama completo de la situación que guarda el equipo.

3. En el establecimiento donde esté localizada la subestación es indispensable que siempre haya una persona (operador), por lo menos en cualquier hora del día o de la noche que conozca cuáles son los equipos que la forman, cuál es la parte peligrosa de la misma y cómo se opera el interruptor o interruptores de alta tensión que contenga la misma.
4. El local de la subestación debe mantenerse bien ventilado, preferiblemente con temperatura ambiente promedio de 20°C y máxima de 30°C y libre de polvos, humos o agentes similares.



Los gabinetes y ventanas de inspección deben mantenerse lo más limpio posible. Debe evitarse el almacenaje de objetos ajenos a la subestación en el local de la misma.

Asimismo, debe vigilarse que los extintores, pértiga y fusibles de repuesto estén siempre en condiciones óptimas de operación y que se encuentren siempre a la mano.

5. Una vez por semana es conveniente efectuar una inspección ocular para ver que no haya fugas de aceite que provengan del transformador o del interruptor, si es que el interruptor es de este tipo. En este caso hay que dar aviso de inmediato para que el personal de mantenimiento las verifique y trate de eliminarlas a la mayor brevedad posible. Esta inspección también se recomienda cuando haya habido una interrupción del servicio y sobre todo si han ocurrido descargas atmosféricas (chechar equipos de medición).
6. Una vez al mes cuando el personal de la empresa suministradora de energía se presente a tomar lecturas, es conveniente verificar que efectuaron correctamente dichas lecturas en el equipo de medición, para lo cual es necesario familiarizarse en la forma de cómo se leen los instrumentos que forman dicho equipo.
7. Tener la costumbre de comprobar dichas lecturas es conveniente para verificar la exactitud de las mismas, para saber si se está operando con un factor de potencia correcto y si la demanda máxima no rebasa los límites contratados de capacidad del equipo de medición de energía o del equipo de la subestación.
8. Es conveniente comprobar una vez por lo menos cada seis meses, que los mecanismos que hacen operar las cuchillas de prueba están correctos, en caso de no operar en forma correcta es necesario programar una libranza para realizar la reparación y dejarla funcionando correctamente.
9. Después de fuertes lluvias es necesario verificar que los apartarrayos no tengan fracturas, que sus conexiones a tierra y a línea estén firmes y que el indicador de fallas no haya operado.



Debe quedar claro que todas estas comprobaciones deben realizarse desde el exterior de la subestación, y en caso de que sea necesario abrir las puertas, se debe asegurar de que la subestación esté desenergizada, cabe recordar que deben pasar 30 segundos después de desenergizar y abrir las puertas de la subestación para entrar en ella, además de realizar la descarga de los buses.

Cuando exista la necesidad de cambiar algún fusible, se debe investigar antes la causa de la falla y corregirla, además de tomar las debidas precauciones de seguridad.



IV.3. RESUMEN DE UN REPORTE DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO REALIZADO A SUBESTACIONES DE APPLETON ELECTRIC S.A. DE C.V.

A continuación se muestran algunos de los puntos más importantes que se entregan en el reporte de mantenimiento preventivo (en este caso a una subestación de la planta Appleton Electric de grupo Emerson.

México, D.F. a 20 de Junio del 2006

APPLETON ELECTRIC, S.A. DE C.V.
ALFREDO DEL MAZO No. 9
FRAC. INDUSTRIAL I Y II, C.P. 52960
ATIZAPAN DE ZARAGOZA
ESTADO DE MEXICO

AT'N: ING. ENRRIQUE BARRERA FIGUEROA.
JEFE DE
MANTENIMIENTO

Estimado Ing.:

Por medio del presente nos es grato presentar el informe correspondiente, al trabajo de mantenimiento preventivo a la subestación eléctrica de su propiedad.

SUBESTACIÓN 1

SUBESTACION MARCA: STROM (ACEEMSA)



ELCTRIC

INTERRUPTOR EN A.T. 1 MCA.	STROM
FUSIBLES EN A.T.:	CEESSA 50 AMP. TIPO RAFS
APARTARRAYOS:	JOSLYN 18 KV.
TRANSFORMADOR 1:	CONTINENTAL
No. DE SERIE:	4005-13511
CAPACIDAD:	1000 KVA.
VOLTAJE:	23 KV / 480-277 V
ACEITE:	1860 LITROS.

ELCTRIC

INTERRUPTOR EN A.T. 2 MCA.	STROM
FUSIBLES EN A.T.:	CEESSA 50 AMP. TIPO RAFS
APARTARRAYOS:	JOSLYN 18 KV.
TRANSFORMADOR 2:	CONTINENTAL
No. DE SERIE:	4005-13510
CAPACIDAD:	1000 KVA.
VOLTAJE:	23 KV / 480-277 V
ACEITE:	1860 LITROS.

SUBESTACIÓN 2

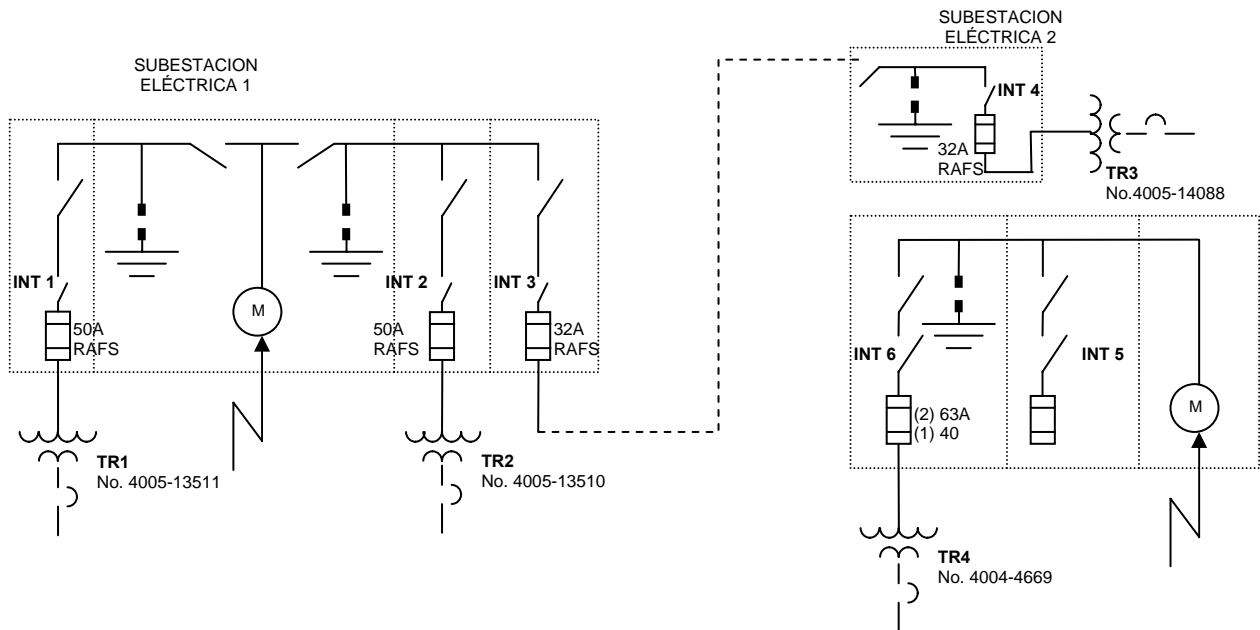
INTERRUPTOR EN A.T. 3 MCA.	STROM
FUSIBLES EN A.T.:	CEESSA 32 AMP. TIPO RAFS
APARTARRAYOS:	JOSLYN 18 KV.
TRANSFORMADOR 3:	SE LOCALIZA EN

SUBESTACIÓN 2

SUBESTACIÓN MARCA:	CEESSA
INTERRUPTOR EN A.T. 4 MCA.	STROM
FUSIBLES EN A.T.:	CEESSA 32 AMP. TIPO RAFS.
APARTARRAYOS:	JOSLYN 18 KV



	TRANSFORMADOR 3:	CONTINENTAL
ELECTRIC		
	No. DE SERIE:	4005-14088
	CAPACIDAD:	750 KVA.
	VOLTAJE:	23 KV / 480-277 V
	ACEITE:	1380 LITROS.
	SUBESTACION MARCA:	CEESSA
	INTERRUPTOR EN A.T. 5 MCA.	STROM
	FUSIBLES EN A.T.:	S/F
	APARTARRAYOS:	S/A
	INTERRUPTOR EN A.T. 6 MCA.	STROM
	FUSIBLES EN A.T.:	2 63AMP, 40 AMP.
	APARTARRAYOS:	CELECO 18 KV.
	TRANSFORMADOR 4:	CONTINENTAL
ELCTRIC		
	No. DE SERIE:	4004-4669
	CAPACIDAD:	1250 KVA.
	VOLTAJE:	23/20 KV / 480-277 V
	ACEITE:	2210 LITROS.



* LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN TODAS LAS PRUEBAS REALIZADAS SON SATISFACTORIOS.

* DE ACUERDO CON LA NORMA, ACTUALMENTE LAS CERCAS METALICAS QUE RESGUARDEN LAS SUBESTACIONES, DEBERÁN SER ATERRIZADAS AL SISTEMA DE TIERRAS DE LA SUBESTACION, RECOMENDAMOS ATERRIZARLA POR LO MENOS EN DOS PUNTOS (NOM-SEMP-001-1994 ART. 2403-5)

* SE RECOMIENDA TENER POR LO MENOS UN FUSIBLE DE ALTA TENSION DE RESERVA EN LA SUBESTACION, PARA EN CASO DE FALLA PODER RESTABLESER EL SERVICIO LO MAS PRONTO POSIBLE, EVITANDO CON ELLO TIEMPOS MUERTOS PARA SU EMPRESA.

* NO SE OBSERVO EQUIPO DE SEGURIDAD (CASCO, GUANTES, PÉRTIGA, CABLE PORTAELECTRODO PROVISTO CON CAIMANES, ETC) EN EL LOCAL DE LA SUBESTACIÓN, MISMO QUE ES NECESARIO PARA REALIZAR MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DEL INTERRUPTOR Y PARA EL CASO EN QUE DEBA



CAMBIARSE UN FUSIBLE. POR LO QUE SE RECOMIENDA ADQUIRIR ESTE EQUIPO Y COLOCARLO EN UN GABINETE DENTRO DEL LOCAL DE LA SUBESTACIÓN. (NOM-SEMP- 001-1994 ART. 2404-17)

- * SE RECOMIENDA REALIZAR LA INSTALACIÓN DE ALUMBRADO EN AMBAS SUBESTACIONES DE ACUERDO A LOS NIVELES DE ILUMINACIÓN MÍNIMOS ESTABLECIDOS EN LA TABLA 924-5 DE LA NOM-001-SEDE-1999.
- * LOS LOCALES Y ESPACIOS PARA SUBESTACIONES, DEBEN ESTAR DOTADOS DE UN MEDIO DE ILUMINACIÓN ARTIFICIAL (LÁMPARA DE EMERGENCIA), CON UNA DURACIÓN MÍNIMA DE 1.5 HRS. RECOMENDAMOS SEA ADQUIRIDA E INSTALADA (NOM-SEMP-001-1994 ART. 2402-3)
- * SE RECOMIENDA COLOCAR UNA BOMBA SUMERGIBLE EN LOS REGISTROS DE LAS ACOMETIDAS PARA SACAR LA MAYOR CANTIDAD DE AGUA POSIBLE YA QUE SE PROCEDIO A SACAR EL AGUA PERO EL NIVEL SIGUE SUBIENDO EN EL REGISTRO: ESTO PUEDE PROBOCAR QUE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO BAJE POR CAUSA DE LA HUMEDAD EN LOS CABLES DE ALTA TENSION Y LOS AISLADORES, PROVOCANDO FALLAS EN EL EQUIPO.



Sin más por el momento y en espera que la información aquí presente le sea de utilidad, quedamos a sus órdenes, para cualquier comentario que juzgue pertinente.

ING. CARLOS HERNANDEZ
DIRECTOR GENERAL



I.- GABINETE DE LAS SUBESTACIONES Y SUS COMPONENTES EN ALTA TENSION.

- a) Se realizó la limpieza interior y exterior de los gabinetes de alta tensión, encontrándose en buen estado.







b) Se realizó la limpieza de los fusibles.

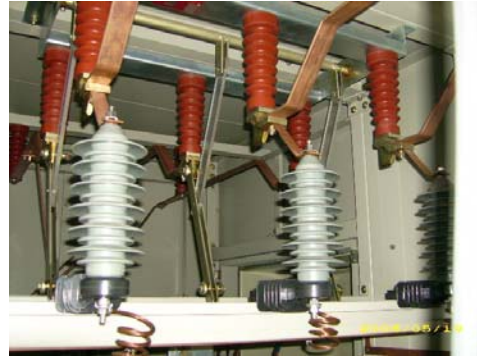
c) Se efectuó la lubricación, limpieza y revisión de los dispositivos de apertura y cierre, manual y tripolar de los interruptores





d) Al realizar la revisión, limpieza dieléctrica y medición de resistencia de aislamiento con equipo Megger de 10,000 Volts a buses, aisladores, cables de alta tensión y apartarrayos, se obtuvieron las siguientes lecturas siendo satisfactorias.





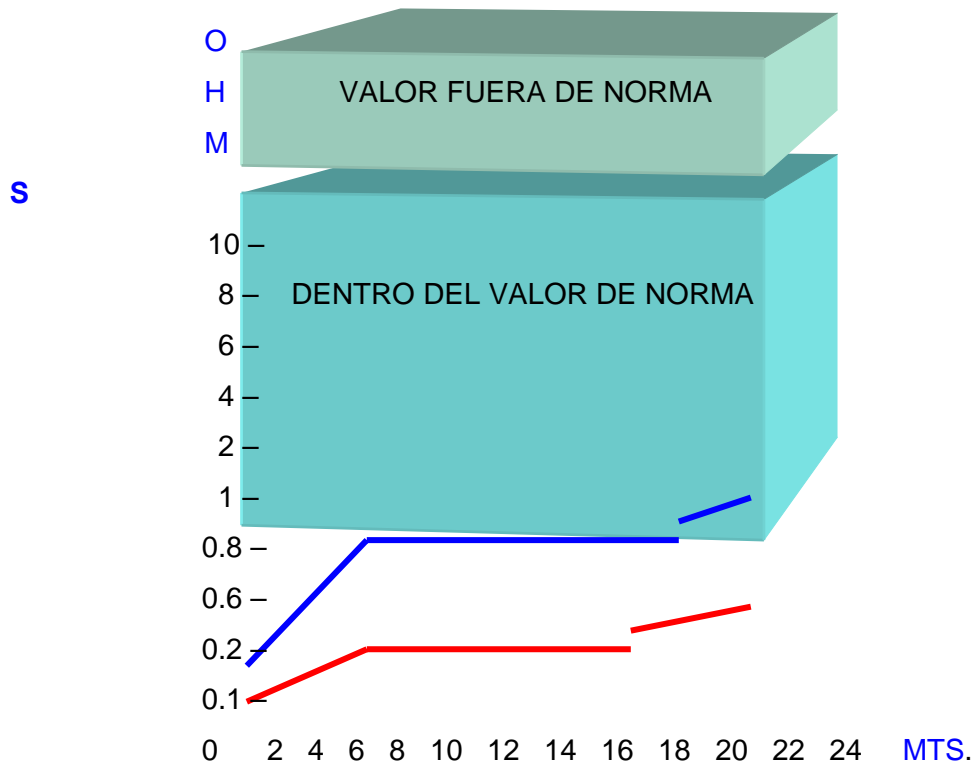
FASE A	FASE B	FASE C
Buses, aisladores y apartarrayos en subestación 1		
60,000 M	60,000 M	60,000 M
Buses, aisladores y apartarrayos en subestación 2		
50,000 M	50,000 M	50,000 M
Cables de alta tensión		
>100,000 M	>100,000 M	>100,000 M

e) Se realizó la revisión de conexiones del sistema de tierras a los transformadores, apartarrayos y gabinete de cada subestación respectivamente, encontrándose en buen estado.

f) Se efectuó la Medición de la resistencia a tierra en la malla que sirve para aterrizar a tierra los equipos y accesorios de la subestación, con Equipo Megger Eléctrico Mca. ABB teniéndose que el valor de **0.09 Ω** en la subestación 1 y de **0.20 Ω** en la



subestación 2 se encuentran dentro de los límites marcados en las normas por lo cual se confirma su buen estado.



Esta medición se efectúa con el fin de comprobar que esta dentro de los valores aceptables para subestaciones que van desde 25 Ohms hasta 5 Ohms, en nuestro caso el valor máximo permitido es de 10 Ohms, incluyendo todos los elementos que forman el sistema de tierras esto es la malla, los electrodos y los conductores de puesta a tierra.



II.- TRANSFORMADORES.

- a) Se realizó la limpieza y revisión en forma ocular a radiadores, indicador de nivel, boquillas, conectores y zapatas de alta y baja tensión, de cada uno de los transformadores, encontrándose en buen estado.





b) Se efectuó la prueba de resistencia de aislamiento a los devanados de cada transformador con equipo Megger en sus tres mediciones ALTA TENSION VS. BAJA TENSION, ALTA TENSION VS. BAJA TENSION + TIERRA, BAJA TENSION VS. ALTA TENSION + TIERRA



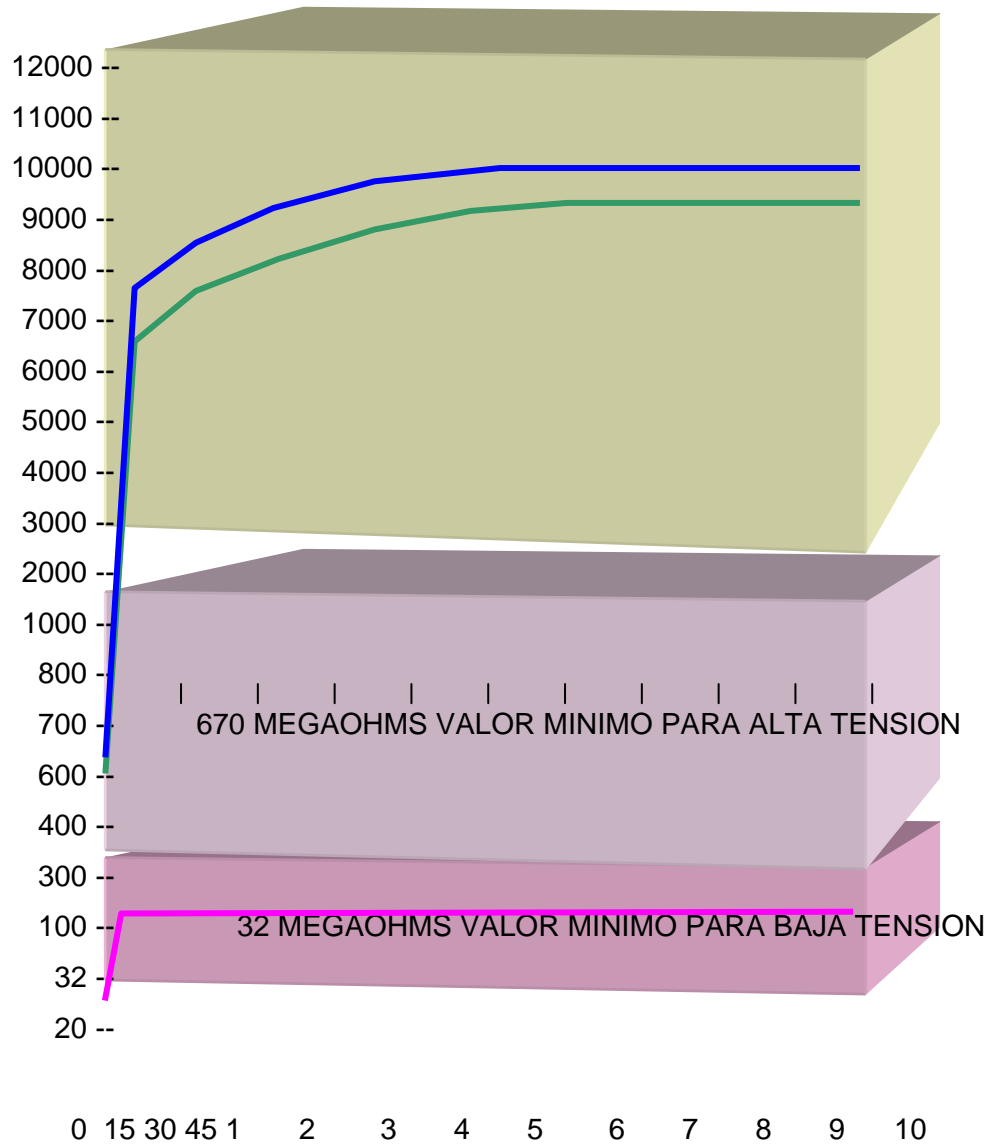
Es la primera prueba que se recomienda hacer al transformador para verificar su aislamiento considerando la recomendación de la Cia. Westinghouse que recomienda una resistencia de aislamiento mínima de **670 Megohms** para aislamientos en 25 KV. y **32 Megohms** para aislamientos menores de 1.2 KV. (Caso del lado de baja tensión).

Esta prueba fue realizada con equipo Megger Eléctrico Mca. KYORITSU modelo 3124 1KV/100M KV-10KV/100G verificando que el núcleo y el tanque estén bien aterrizados, así como los devanados del primario y el secundario no tenga contacto, esta prueba también indica el estado de las boquillas.

TR1-1000 KVA CONTINENTAL ELECTRIC No.4005-13511			
TIEMPO	LECTURAS EN M		
	■ 10,000 V A.T. Vs B.T.	■ 10,000 V A.T. Vs B.T.+ T	■ 1000 V B.T. Vs A.T.+ T
15 SEG.	6500	5500	>100
30 SEG.	7000	6000	>100
45 SEG.	7500	6500	>100
1MIN.	8000	7000	>100
2 MIN.	8500	7500	>100
3 MIN.	9000	8000	>100

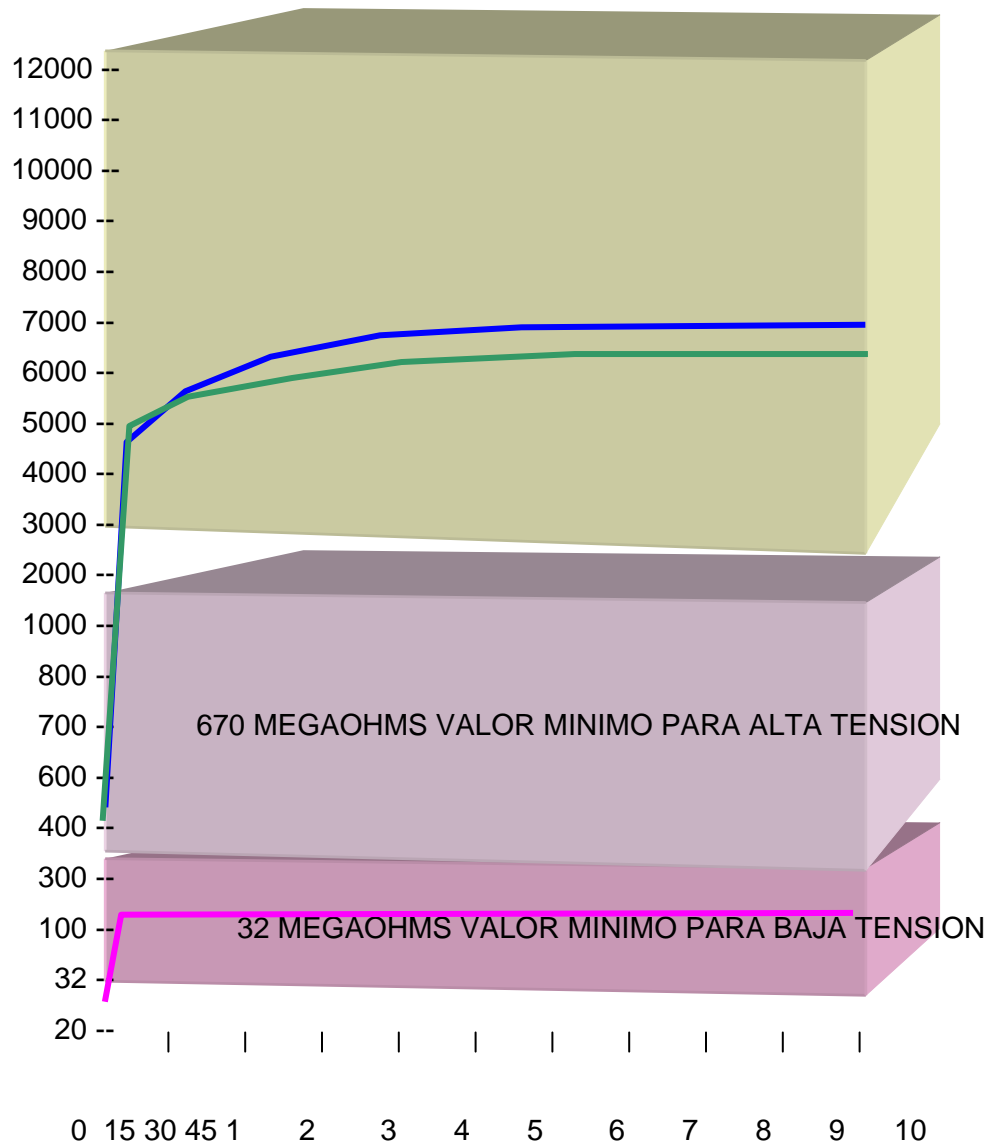


4 MIN.	9500	8500	>100
5 MIN.	10000	9000	>100
6 MIN.	10000	9500	>100
7 MIN.	10000	9500	>100
8 MIN.	10000	9500	>100
9 MIN.	10000	9500	>100
10 MIN.	10000	9500	>100



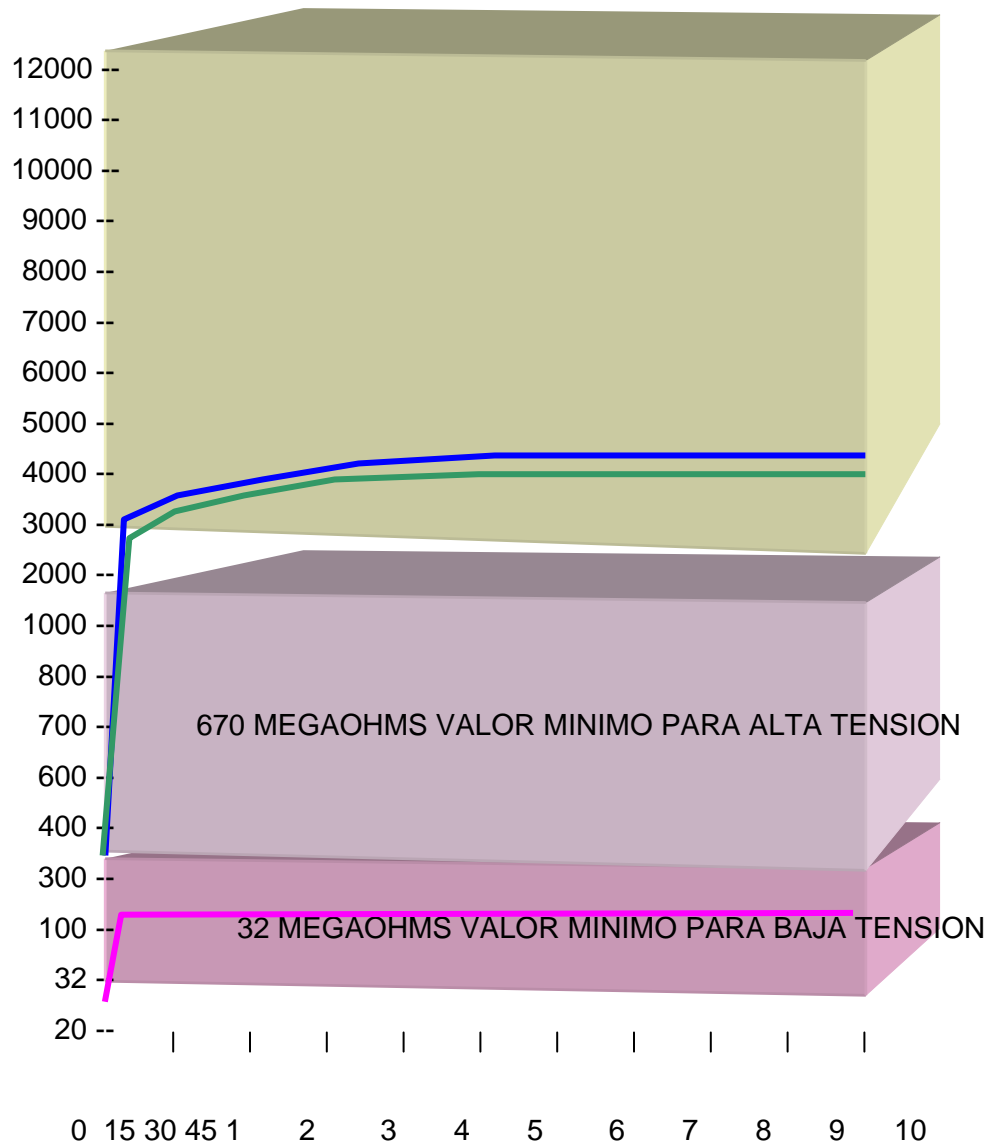


TR2-1000 KVA CONTINENTAL ELECTRIC No.4005-13510			
TIEMPO	LECTURAS EN M		
	■ 10,000 V A.T. Vs B.T.	■ 10,000 V A.T. Vs B.T.+ T	■ 1000 V B.T. Vs A.T.+ T
15 SEG.	3500	4500	>100
30 SEG.	4000	4800	>100
45 SEG.	4500	5000	>100
1 MIN.	5000	5200	>100
2 MIN.	5500	5500	>100
3 MIN.	6000	5800	>100
4 MIN.	6500	6000	>100
5 MIN.	7000	6200	>100
6 MIN.	7000	6500	>100
7 MIN.	7000	6500	>100
8 MIN.	7000	6500	>100
9 MIN.	7000	6500	>100
10 MIN.	7000	6500	>100



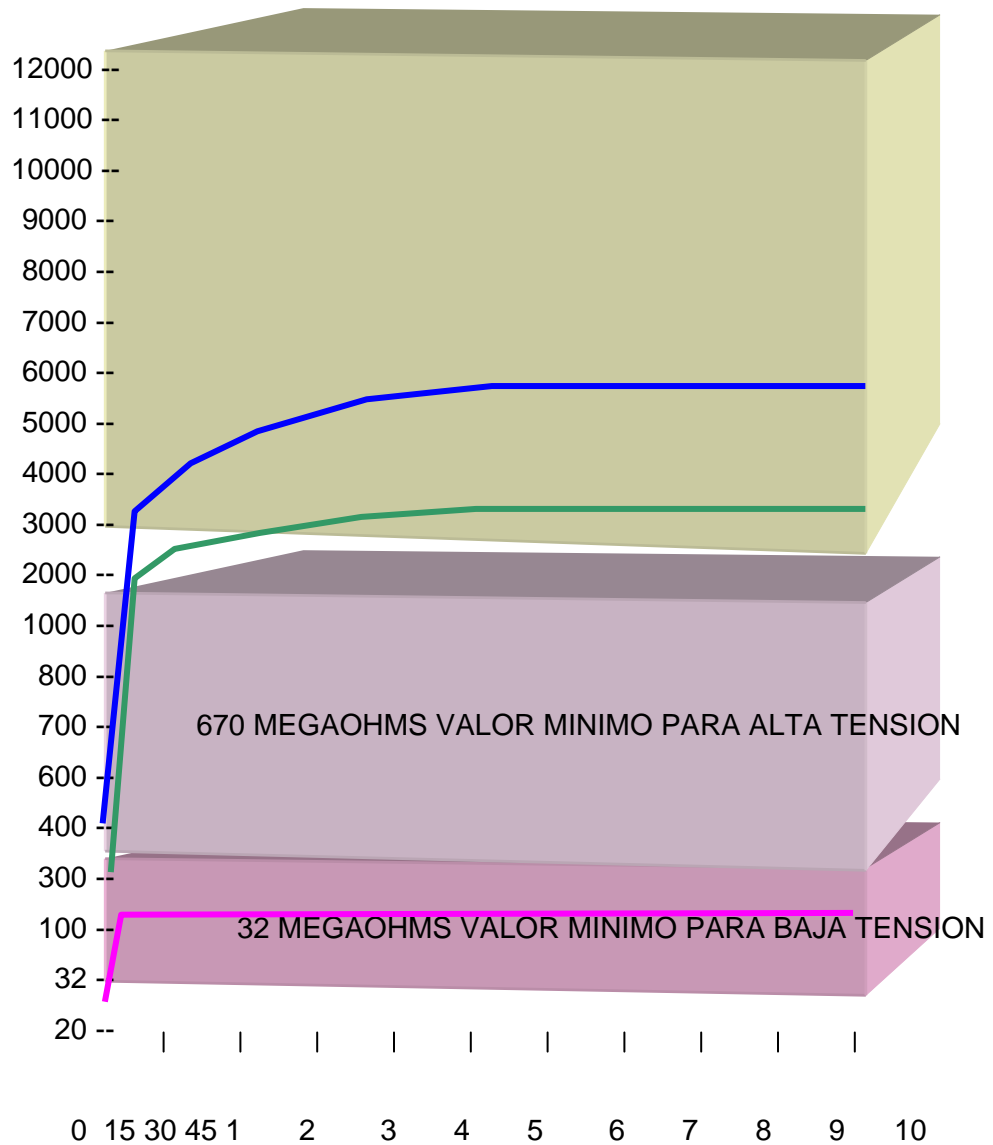


TR3-750 KVA CONTINENTAL ELECTRIC No.4005-14088			
TIEMPO	LECTURAS EN M		
	■ 10,000 V A.T. Vs B.T.	■ 10,000 V A.T. Vs B.T.+ T	■ 1000 V B.T. Vs A.T.+ T
15 SEG.	2800	2200	>100
30 SEG.	3000	2500	>100
45 SEG.	3200	2800	>100
1 MIN.	3500	3000	>100
2 MIN.	3800	3200	>100
3 MIN.	4000	3500	>100
4 MIN.	4200	3800	>100
5 MIN.	4500	4000	>100
6 MIN.	4500	4000	>100
7 MIN.	4500	4000	>100
8 MIN.	4500	4000	>100
9 MIN.	4500	4000	>100
10 MIN.	4500	4000	>100





TR4-1250 KVA CONTINENTAL ELECTRIC No.4004-4669			
TIEMPO	LECTURAS EN M		
	■ 10,000 V A.T. Vs B.T.	■ 10,000 V A.T. Vs B.T.+ T	■ 1,000 V B.T. Vs A.T.+ T
15 SEG.	2000	1500	>100
30 SEG.	2500	1800	>100
45 SEG.	3000	2000	>100
1 MIN.	3500	2200	>100
2 MIN.	4000	2500	>100
3 MIN.	4500	2800	>100
4 MIN.	5000	3000	>100
5 MIN.	5500	3500	>100
6 MIN.	5500	3500	>100
7 MIN.	5500	3500	>100
8 MIN.	5500	3500	>100
9 MIN.	5500	3500	>100
10 MIN.	5500	3500	>100



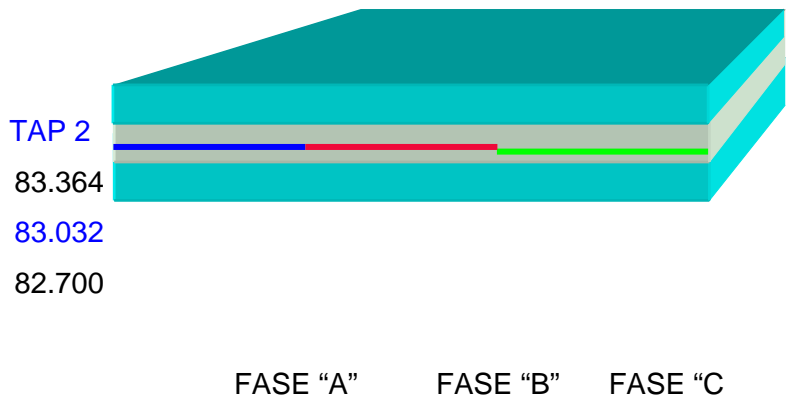
c) Prueba de relación de transformación. El objetivo de esta prueba es detectar desbalance del voltaje de salida en transformadores de potencia, así como devanados en corto circuito o abiertos.



Esta prueba fue realizada con un equipo TTR. Mca. BIDDLE INSTRUMENTS, el límite inferior y el superior no deben ser mayores ni menores de 0.4 % de la relación teórica obtenida en cada caso, siendo los resultados satisfactorios.

TR1-1000 KVA CONTINENTAL ELECTRIC No.4005-13511							
POS.	VOLTAJE A.T.	RELACION MEDIDA			RELACION TEORICA	LIMITE INFERIOR	LIMITE SUPERIO R
		FASE A	FASE B	FASE C			
2	23000	82.948	83.016	83.019	83.032	82.700	83.364

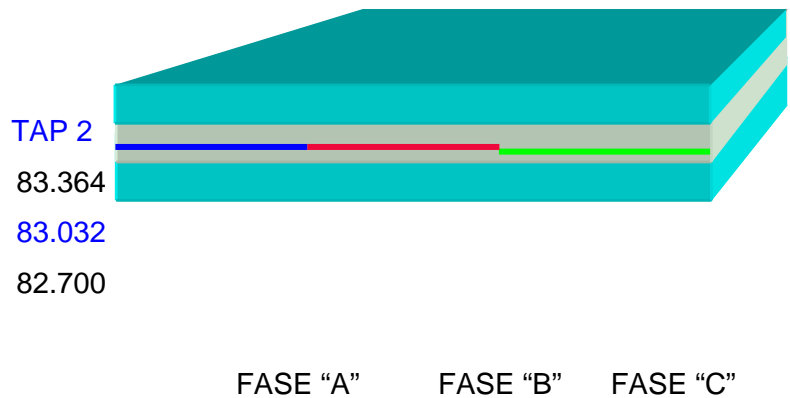
POS.	VOLTAJE A	VOLTAJE B
1	24000	-----
*** 2	*** 23000	-----
3	22000	-----
4	21000	-----
5	20000	-----
6	19000	-----





TR1-1000 KVA CONTINENTAL ELECTRIC No.4005-13510							
POS.	VOLTAJE A.T.	RELACION MEDIDA			RELACION TEORICA	LIMITE INFERIOR	LIMITE SUPERIO R
		FASE A	FASE B	FASE C			
2	23000	83.028	83.094	83.072	83.032	82.700	83.364

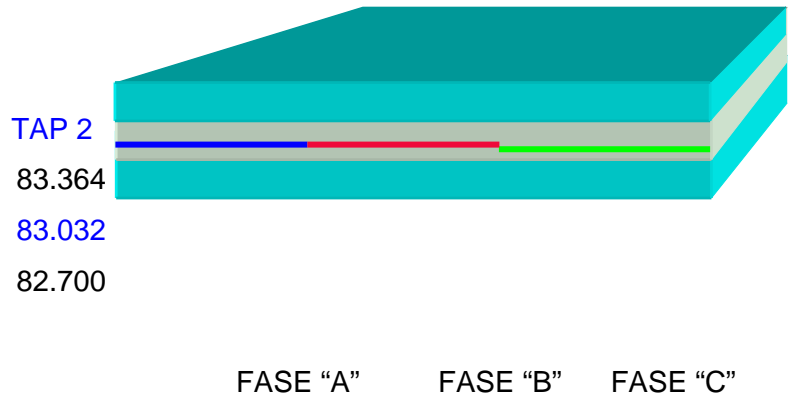
POS.	VOLTAJE A	VOLTAJE B
1	24000	-----
*** 2	*** 23000	-----
3	22000	-----
4	21000	-----
5	20000	-----
6	19000	-----



TR1-750 KVA CONTINENTAL ELECTRIC No.4004-14088							
POS.	VOLTAJE A.T.	RELACION MEDIDA			RELACION TEORICA	LIMITE INFERIOR	LIMITE SUPERIO R
		FASE A	FASE B	FASE C			
3	22000	83.016	83.015	83.013	83.032	82.700	83.364



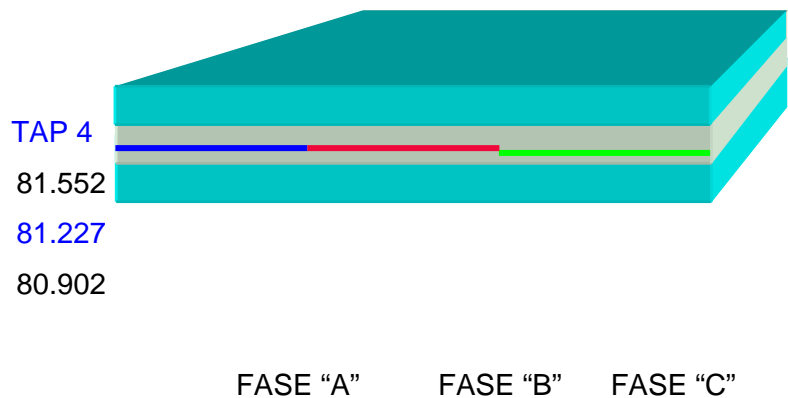
POS.	VOLTAJE A	VOLTAJE B
1	24000	-----
*** 2	*** 23000	-----
3	22000	-----
4	21000	-----
5	20000	-----
6	19000	-----



[SE REALIZO EL CAMBIO DE TAP DE LA POSICION 3 A LA POSICION 2](#)

TR4-1250 KVA CONTINENTAL ELECTRIC No.4004-4669							
POS.	VOLTAJE A.T.	RELACION MEDIDA			RELACION TEORICA	LIMITE INFERIOR	LIMITE SUPERIO R
		FASE A	FASE B	FASE C			
4	22500	81.208	81.168	81.152	81.227	80.902	81.552

POS.	VOLTAJE A	VOLTAJE B
1	24000	21000
2	23500	20500
3	23000	20000
*** 4	*** 22500	19500
5	22000	19000
6	-----	-----





- d) **Se realizó el regenerado del aceite aislante de los transformadores por medio de secado, filtrado, aspersión y Desgasificado al alto vacío.** Los valores límite para el control del aceite aislante en servicio están basados en la Norma NMX-J-308-ANCE-2003, las pruebas realizadas al aceite del transformador se describen a continuación.



- NUMERO DE NEUTRALIZACION.

Esta prueba indica los cambios químicos sufridos por el aceite o bien en sus aditivos, como consecuencia de la reacción con otros materiales o sustancias con las que han estado en contacto y consiste en determinar los miligramos de hidróxido de potasio necesarios para neutralizar los ácidos contenidos en un gramo de aceite bajo prueba, este valor no debe ser mayor de 0.1 mg. de KOH/gr.

- RIGIDEZ DIELECTRICA.

Esta prueba define la relación con la cantidad de partículas metálicas y otras impurezas presentes, la experiencia marca que aceites altamente deteriorados cuando éstos están secos y libres de partículas dan buenos resultados, por lo que esta prueba por sí sola no da el real deterioro del aceite, y por lo tanto otras pruebas deben realizarse para analizar el estado real del aceite, el valor mínimo en esta prueba debe ser de 28 KV.

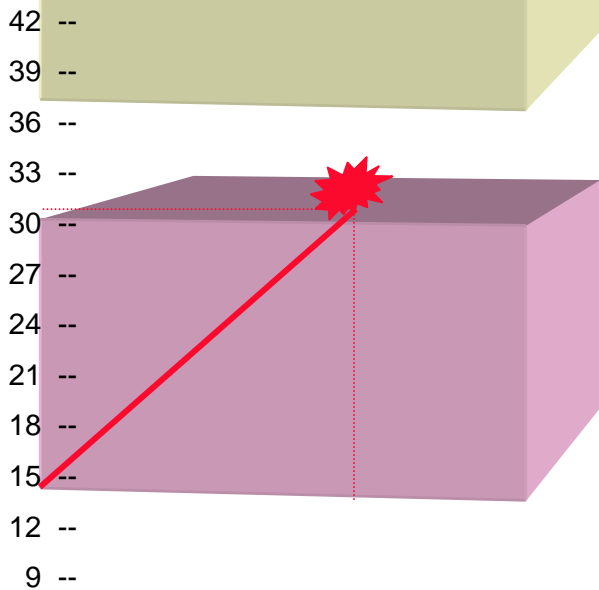


TR1-1000 KVA CONTINENTAL ELECTRIC No.4005-13511



KV **31.8** ANTES DEL REGENERADO
REGENERADO

45 -- LECTURA DENTRO DE NORMA
DENTRO DE NORMA

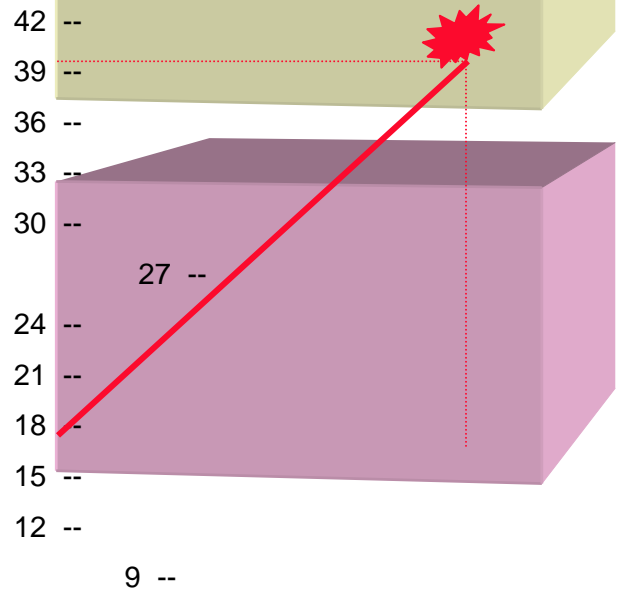


3 -- LECTURA FUERA DE NORMA
DE NORMA

0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 SEG-
3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 SEG

KV **40.4** DESPUÉS DEL

45 -- LECTURA



3 -- LECTURA FUERA



TR1-1000 KVA CONTINENTAL ELECTRIC No.4005-13510



KV **32.4** ANTES DEL REGENERADO
REGENERADO

45 -- LECTURA DENTRO DE NORMA
DENTRO DE NORMA

42 --
39 --
36 --
33 --
30 --
27 --
24 --
21 --
18 --
15 --
12 --
9 --

3 -- LECTURA FUERA DE NORMA
DE NORMA

0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 SEG-
3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 SEG

KV **40.4** DESPUES DEL

45 -- LECTURA

42 --
39 --
36 --
33 --
30 --
27 --
24 --
21 --
18 --
15 --
12 --
9 --

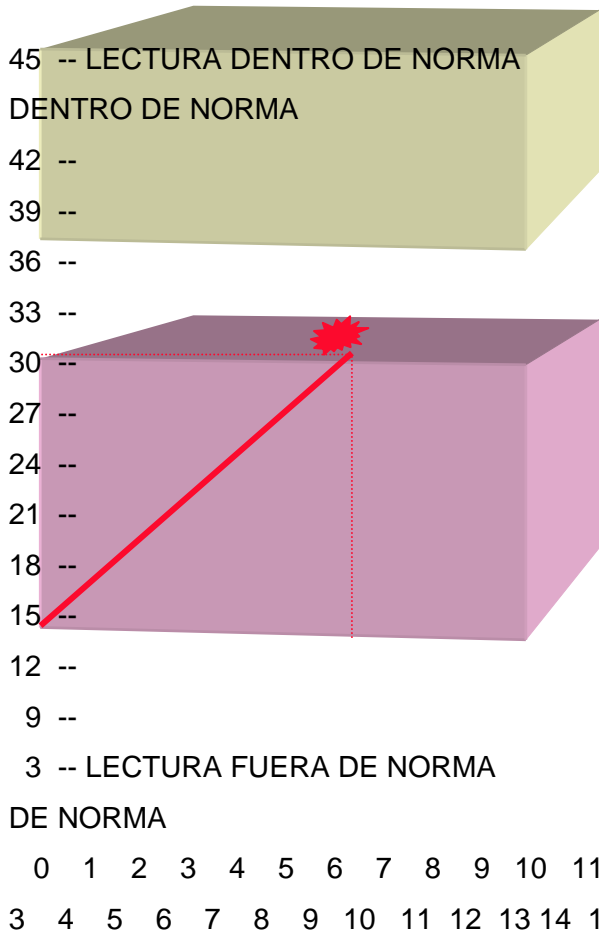
3 -- LECTURA FUERA

0 1 2

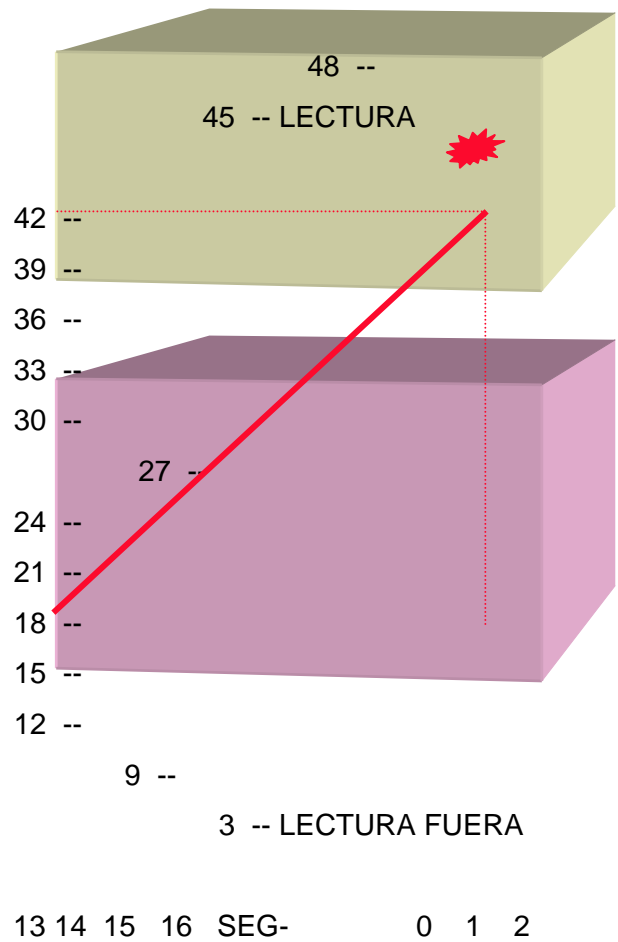
TR1-750 KVA CONTINENTAL ELECTRIC No.4004-14088



KV **31.1** ANTES DEL REGENERADO
REGENERADO



KV **42.9** DESPUÉS DEL





TR1-1250 KVA CONTINENTAL ELECTRIC No.4004-4669



KV **30.7** ANTES DEL REGENERADO
REGENERADO

45 -- LECTURA DENTRO DE NORMA
DENTRO DE NORMA

42 --
39 --
36 --
33 --
30 --
27 --
24 --
21 --
18 --
15 --
12 --
9 --

3 -- LECTURA FUERA DE NORMA
DE NORMA

0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 SEG-
3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 SEG

KV **40.9** DESPUES DEL

45 -- LECTURA

42 --
39 --
36 --
33 --
30 --
27 --
24 --
21 --
18 --
15 --
12 --
9 --

3 -- LECTURA FUERA

0 1 2



-TENSION INTERFACIAL.

Esta prueba determina el grado de contaminación del aceite aislante durante el período que ha estado en servicio, este valor va disminuyendo debido a la concentración de contaminantes, su valor mínimo debe ser de 30 Dinasc/cm.

-FACTOR DE POTENCIA (25°C y 100°C).

El factor de potencia es una medida de las pérdidas dieléctricas en un aceite, y por lo tanto, de la cantidad de energía disipada como calor. Un bajo valor de factor de potencia indica bajas pérdidas dieléctricas y un bajo nivel de contaminantes iónicos polares solubles o coloidales. Esta característica se usa como un medio de control de calidad y una indicación de cambios en el aceite en servicio por el resultado de la contaminación o el deterioro del mismo. Los valores deben ser a 25°C no mayor de 0.1% y a 100°C no mayor de 1.0%.

- CONTENIDO DE AGUA EN EL ACEITE.

El agua en un aceite es dañina desde cualquier punto de vista, es un compuesto muy polar por lo cual, conduce la corriente eléctrica y proporciona, además una fuente de oxígeno que facilita la deterioración del aceite. Debe evitarse que exista exceso de agua ya sea libre o en solución. El límite máximo de agua en el aceite es de 20 ppm en aceite usado.

VALORES	LIMITE	PARA	ACEITE	TR1	TR2	TR3	TR4
REGENERADO NMX-J-308-ANCE-2003				4005-13511	4005-13510	4004-14088	4004-4669
	<i>PRUEBA</i>		<i>VALOR LIMITE</i>	<i>VALOR</i>	<i>VALOR</i>	<i>VALOR</i>	<i>VALOR</i>
				<i>OBTENID</i>	<i>OBTENID</i>	<i>OBTENID</i>	<i>OBTENID</i>
				0	0	0	0
RIGIDEZ		MINIMO	28 KV	40.4	40.4	42.9	40.9
DIELECTRICA							
NUMERO	DE	NO MAYOR DE	0.1	0.457	0.084	0.067	0.053
NEUTRALIZACIONES		KOH/g					
TENSION		MINIMO	30mN/m	35	33	34	36



INTERFACIAL								
FACTOR	DE							
POTENCIA 25°C		NO	MAYOR	DE	0.097	0.25	0.19	0.08
100°C		0.1%			0.192	0.38	0.31	0.21
		NO	MAYOR	DE				
		1.0%						
CONTENIDO	DE	NO	MAYOR	DE	20	24	20	28
AGUA		ppm						

III.- INTERRUPTORES EN BAJA TENSION.

- a) se realizo la limpieza del interior y exterior de los gabinetes de baja tensión, los interruptores contenidos en los gabinetes se encuentran en buen estado.
- b) Se realizo la limpieza dieléctrica de los alimentadores.
- c) Se realizo el reapriete de tornillería en los interruptores en cada concentración de baja tensión.
- d) La resistencia de aislamiento en los cables, es de infinito al aplicarles 1000 Volts, confirmándose con esto su buen estado aislante.











CONCLUSIONES

Consideramos que una subestación eléctrica es el corazón de una planta y por ser así se le debe dar la importancia debida y se debe tener conocimiento pleno de la misma ya sea en los equipos, características, capacidades, operación, partes críticas y trabajos a realizar. Para de este modo evitar tiempos muertos no planeados y condiciones que traerán consecuencias económicas para el centro de trabajo donde se encuentre instalada.

Es importante recalcar que el tiempo muerto no es solo lo que se deja de producir el sino tiempo hombre que se sigue pagando con prestaciones y demás servicios que no se cortan durante algún paro.

En caso de no contar con el equipo requerido para realizar pruebas ni el personal adecuadamente capacitado para trabajar en la misma, es recomendable siempre tener un outsourcing confiable que nos pueda dar servicio cuando se requiera, previamente hay que realizar un estudio de las capacidades de dicho proveedor. Para conocer sus limitantes, y de este modo concluir si nos puede dar un buen servicio.

Se deben hacer tareas y planes de mantenimiento planeado basado en rutinas de mantenimiento predictivo para mantener siempre un nivel de servicio confiable y la confianza del departamento de mantenimiento para evitar trabajos repetitivos que es lo que más tiempo muerto genera.

De este modo se evitaran paros no planeados y lógicamente la producción no se verá afectada en algún momento inesperado.



BIBLIOGRAFÍA

1.- Instructivo para el mantenimiento preventivo a subestaciones eléctricas de distribución.

Instituto Mexicano del Seguro Social. Dirección administrativa.
Coordinación de construcción y conservación.

2.- Manual de Subestaciones Eléctricas

Instituto SELMEC de Capacitación

3.- Procedimiento de pruebas para mantenimiento de subestaciones.-
CONACYT.

4.- Especificaciones De interruptores de potencia de
123 a 420 KV.- CFE-V5000-01

5.- Especificaciones de transformadores de corriente de
123 4120 KV.- CFE-VE000-13-1981

6.- Especificaciones de apartarrayos autovalvulares para tensiones de 12 a
192 KV.- CFE-VA000-07-1982

7.- Especificaciones de apartarrayos tipo estación de óxido de zinc para
sistemas de 115 a 400 kV.-CFE-VA400-17-1986

8.- Elementos de diseño de subestaciones eléctricas

Enriquez Harper, Gilberto
segunda edición, 2004

9.- Procedimiento de prueba de campo para mantenimiento eléctrico con
subestaciones de distribución

CFE.- D.D.S. 1985



10.- Diseño de subestaciones eléctricas

Raúl Martín, Jose

Mc. Graw Hill, 1992

11.- Manual de Ingeniería Eléctrica

Fink, Beaty

Mc Graw Hill, 1996

12.- Elementos de Centrales Eléctricas

Enriquez Harper, Gilberto

Limusa, 1983

13.- Instructivo de Operación y Mantenimiento de transformadores tipo OA
(en aceite). DEEMSA

14.- Administración Moderna de Mantenimiento

Lourival Augusto Tavares

Novo Polo Publicaciones, Brasil

15.-Administracion de Mantenimiento Industrial

Newbrough E.T.

Diana, 2000

16.- Conceptos Básicos del Mantenimiento

Ávila Espinosa Jesús

SOMMAC, 2001

17.- Rábano del Billar, Fernando

Revista, Con Mantenimiento Productivo

2000-2007