



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

---

---

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES  
CUAUTITLAN

“ILUMINACION E INSTALACIONES  
ELECTRICAS”  
“MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
A SUBESTACIONES ELECTRICAS”

**TRABAJO DE SEMINARIO**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
**INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**  
P R E S E N T A :  
**EMILIO JOEL RAMOS LOPEZ**

ASESOR, ING. RAMON OSORIO GALICIA



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.

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN  
UNIDAD DE LA ADMINISTRACION ESCOLAR  
DEPARTAMENTO DE EXAMENES PROFESIONALES



ESTADOS UNIDOS MEXICANOS  
GOBIERNO FEDERAL

U. N. A. M.  
FACULTAD DE ESTUDIOS  
SUPERIORES CUAUTITLAN



DEPARTAMENTO DE  
EXAMENES PROFESIONALES

JUAN ANTONIO MONTARAZ CRESPO  
DIRECTOR DE LA FES CUAUTITLAN  
PRESENTE

ATN. Q. Ma. del Carmen García Mijares  
Jefe del Departamento de Exámenes  
Profesionales de la FES Cuautitlán

Con base en el art. 51 del Reglamento de Exámenes Profesionales de la FES-Cuautitlán, nos permitimos comunicar a usted que revisamos el Trabajo de Seminario:

"Iluminación e Instalaciones Eléctricas."

"Mantenimiento Preventivo a Subestaciones Eléctricas"

presenta el pasante. Emilio Joel Ramos López

número de cuenta: 8629644-7 para obtener el título de:

Ingeniero Mecánico Electricista

Considerando que dicho trabajo reúne los requisitos necesarios para ser discutido en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VISTO BUENO

RESPECTIVAMENTE

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cuautitlán Izcalli, Méx a 11 de Junio de 2001

MODULO	PROFESOR	FIRMA
1	Ing. Jaime Rodriguez Martinez	
3	Ing. Pedro Guzman Tinajero	
4	Ing. Ramon Osorio Galicia	

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios, por permitirme estar aquí y darme la oportunidad de lograr una de las grandes metas en mi vida.*

*A mis padres, Emilio Ramos Soto y Guadalupe López Tapia por haberme apoyado a terminar mis estudios.*

*A mis Hermanos, María de Lourdes, Eduardo y Rebeca, que han estado conmigo siempre y me han ayudado en todo.*

*A mi novia, Mayra que me a impulsado a seguir adelante.*

*A la U. N. A. M. y en particular a la F. E. S. Cuautitlan por darme la oportunidad de estudiar y ver terminada mi carrera.*

*A todos los profesores de la F. E. S. Cuautitlan que han contribuido a mi formación académica.*

# ÍNDICE

INTRODUCCIÓN .....	iv
I. ELEMENTOS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	
1.1. Definición.....	1
1.2. Descripción funcional de una Subestación Eléctrica tipo Compacta.....	3
1.3. Tipos de Subestaciones.....	5
1.4. Arreglos Básicos.....	6
1.5. Componentes.....	12
A) Transformador.....	12
B) Apartarrayos.....	29
C) Interruptor.....	34
D) Cuchillas desconectadoras.....	37
E) Fusibles.....	38
F) Tierra Física.....	40
G) Tablero de Baja Tensión.....	46
II. EL MANTENIMIENTO	
2.1. Definición.....	51
2.2. Tipos de Mantenimiento.....	51
2.3. Tareas de Mantenimiento.....	54
III. NORMA OFICIAL MEXICANA	
3.1. Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999.....	59
A) Artículo 924-Subestaciones.....	60
B) Artículo 921-Puesta a Tierras.....	68
CONCLUSIONES.....	75
BIBLIOGRAFÍA.....	76

## INTRODUCCIÓN

En México por el crecimiento que a presentado la industria en los último tiempos a demandado mayor energía eléctrica y se necesita mayor inversión para obtenerla y los costos a los consumidores aumentan por lo que se debe tener mayor eficiencia y aprovechamiento en toda la Instalación Eléctrica.

En una planta industrial la carga eléctrica que demanda puede ser muy variada pero en su mayoría incluyen motores, alumbrado, calefacción eléctrica, etc. Por lo que su demanda de energía es grande así para cargas mayores de 200 kW se es necesario contar con una subestación eléctrica por dos factores principalmente, para abastecer a las diferentes cargas según sus necesidades y para que el costo de la energía eléctrica baje considerablemente. Por lo que debe de contratar el suministro de la energía eléctrica a la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.) ó a la compañía de Luz y Fuerza del Centro a tensión primaria que pueden ser de 34.5 kV, 23.0 kV y 13.2 kV a una tensión secundaria las cuales pueden ser según sus necesidades de 440, 220/127

Por lo que el buen funcionamiento de la subestación es primordial para la planta industrial ya que una falla en ella ocasionaría graves problemas y un paro de la planta no programado representa grandes perdidas económicas reflejado en materia prima echada a perder, daños en la maquinana por parar súbitamente y la seguridad del personal se ve afectada, por lo que una instalación eléctrica de una planta industrial debe de cumplir con las siguientes metas:

1. Seguridad para la vida de los usuarios y sus propiedades.
2. Confiabilidad y continuidad en el servicio.
3. Facilidad de operación, sencillez y accesibilidad para el mantenimiento.
4. Buena regulación del voltaje.
5. Minimizar los costos de instalación y operación.
6. Flexibilidad; particularmente en cuanto a expansión futuras de la planta.

En el siguiente trabajo se presentan las características más importante de una subestación eléctrica compacta unitaria industrial y el mantenimiento que requiere cada uno de sus elementos.

En donde en el primer capítulo se mencionan sus características, los elementos que la forma y el mantenimiento que se les dan a cada unos de ellos y las pruebas que comúnmente se les realizan.

Para el capítulo dos se menciona lo que es el mantenimiento y los diferentes tipos de mantenimiento que hay y principales tareas que se deben de realizar a las subestaciones.

En el tercer capítulo se hace mención de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999. Aplicables a subestaciones eléctricas, ya que en ella nos menciona las características que debe de cumplir y sobre todo las condiciones de seguridad que debe de tener tanto para las personas como de los bienes físicos.

En una Sistema Eléctrico se utilizan algunos términos como:

Central generadora: Es un conjunto de máquinas que transforman un tipo de energía a energía eléctrica. Por ejemplo tenemos plantas hidroeléctricas, termoeléctricas, etc.

Sistema eléctrico: Es un conjunto de elementos que permiten producir, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica.

La tensión de generación es de 13.2 kV

Transformación. Es la parte del sistema eléctrico que se encarga de transformar los valores de tensión del sistema 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.

La energía eléctrica no puede almacenarse en grandes cantidades, deben de generarse en el momento que se deseé y ser conducida desde los centros de generación o transmisión a los centros de consumo. La transmisión se puede realizar en forma aérea, subterránea o una combinación de ambas, ya sea en alta, media y baja tensión.

Tensión de transmisión: 400 kV y 230 kV.

Tensión de subtransmisión: 115 kV y 85 kV

Tensión de distribución primaria: 34.5 kV, 23.0 kV y 13.2 kV

Tensión de distribución secundaria: 440V, 220V y 127V

Baja tensión: Son tensiones no mayores de 1000 V.

Mediana tensión: Tensiones mayores de 1000 V hasta de 35 000 V.

Alta tensión. Tensión mayores de 35 000 V hasta 230 000 V

Extra alta tensión: Tensiones superiores a 230 000 V.

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

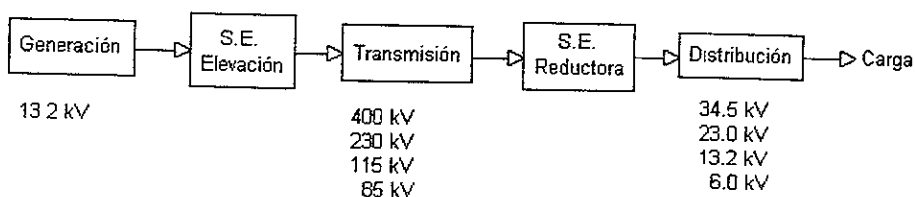


Figura 1. Diagrama del Sistema Eléctrico de Potencia en México.



## I. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

### 1.1. Definición.

“Una subestación eléctrica es el conjunto de equipos y dispositivos eléctricos que transforman las características de la energía eléctrica y la distribuyen a una instalación eléctrica”. Por lo tanto:

Las subestaciones tiene la finalidad de recibir la energía eléctrica a la tensión primaria, midiendo su consumo, proporcionando un medio de desconexión y protección general. Por medio del transformador adecua los valores de tensión y corriente para su distribución a un a tensión secundaria. Teniendo en la parte final el tablero de baja tensión el cual controla, protege y distribuye la energía eléctrica al sistema por medio de alimentadores derivados.

Nos valemos del Diagrama Unifilar para mostramos de una manera simple, integral y de fácil interpretación sus componentes y elementos de mayor importancia en forma simbólica y a través de un solo hilo, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos.

Los principales elementos que deben considerarse en el Diagrama Unifilar son:

- Distribución primaria
- Elementos de seccionamiento
- Tableros
- Distribución secundarias

El diagrama unifilar debe de estar actualizado para brindar seguridad al personal que lo emplea, cuando se hacen las libranzas para mantenimiento, sin causar pérdidas en la producción, daños a otros equipos ó accidentes al personal.

En la figura 1.1. se presenta el diagrama unifilar de una subestación eléctrica y los elementos que la forman son:

1. Acometida de C.F.E. en Alta Tensión
2. Equipo de medición en A.T. (con más de 200 kW de demanda contratada)

3. Cuchillas de prueba y de paso
4. Apartarrayos
5. Fusible de potencia
6. Interruptor de operación con carga
7. Sección de acoplamiento
8. Transformación
9. Interruptor general de Baja Tensión
10. Interruptor derivado de B.T.

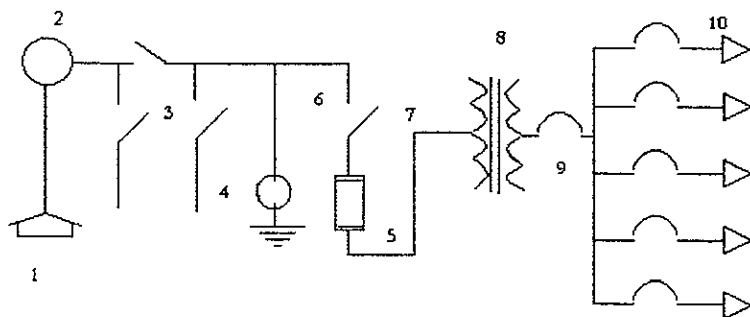


Figura 1.1. Diagrama Unifilar típico de una Subestación Industrial

Indicaciones generales para realizar la libranza.

Esta maniobra corresponde realizarla a la compañía suministradora, por este concepto cobra sus honorarios.

Pasos a seguir:

Se le indicara al responsable del mantenimiento de la empresa que se desenergise toda la carga conectada en baja tensión, empezando por los circuitos derivados hasta el interruptor general.

Abrir el seccionador de carga en el lado de alta tensión para desenergizar el transformador.

Abrir las cuchillas de paso, si cuenta con ellas.

Abrir la canilla central primero, posteriormente la de la derecha y finalmente la de la izquierda.

Nota: Al realizar estas operaciones deberá contar con equipo de seguridad.

## 1.2. Descripción funcional de una subestación eléctrica tipo compacta.

1. Acometida. Es la parte de los conductores de una línea, comprendida desde las líneas o equipos inmediatos del sistema general de abastecimiento, hasta el primer punto de sujeción de dichos conductores en la propiedad servida. Esta puede ser Acometida Aérea o Acometida Subterránea.
2. Sección de Medición.

Aquí se coloca el equipo de medición de la Cia. Suministradora. Además de:

- a) Un bus trifásico de cobre electrolítico.
  - b) Un sistema de tierras con capacidad adecuada.
  - c) Conectores del tipo mecánico, tres para el bus principal y uno para conexión a tierra.
3. Sección de cuchillas de paso y prueba.
    - a) Un juego de tres cuchillas trifásicas desconectadoras para operar en grupo sin carga, tiro sencillo con dispositivos de apertura y cierre rápido montado en aisladores de resina sintética.
    - b) Un juego de tres accionamientos independientes por medio de volante y dispositivos de señalamiento (Abierto-Cerrado) y seguro mecánico con portacandado.
    - c) Sistema de tierra con capacidad adecuada.

El objeto de esta sección es proporcionar un medio de desconexión visible de la sección de transformación y distribución para efectos de mantenimiento, reposición de fusibles o la conexión de equipo patrón de medición de la Cia. Suministradora para comprobar la calibración de los equipos de medición de la propia subestación sin interrumpir el suministro de energía eléctrica.

4. Interruptor de carga de simple apertura servicio interior montaje vertical, 3 polos, operación en grupo por medio de palanca tipo recíprocante, con mecanismo de energía

almacenada para la apertura y cierre rápidos y dispositivos instantáneo de las tres fases en caso de operar algún fusible.

5. Tres fusibles de potencia.

6. Juego de tres apartarrayos autovalvulares monopolares con el neutro conectado sólidamente a tierra.

Además de un Accionamiento por medio de discos y palanca por el frente del tablero para la apertura y cierre manual del cortacircuitos, con bloqueo mecánico el cual impide la apertura de la puerta si el interruptor está cerrado. Bus trifásico de cobre electrolítico soportado por medio de aisladores de resina epóxica. Sistema de tierra con capacidad adecuada.

7. Sección de transformación.

Contiene un transformador de distribución o potencia sumergido en aceite, autoenfriado, 3 fases, 60 c.p.s., adecuado para operar a 2,300 m.s.n.m., con una elevación de temperatura de 65 °C sobre la del ambiente, 4 derivaciones de  $\pm 2.5\%$  c/u en el primario, excepto el de 23 kV, 150 kV BIL , con conexión delta que esta provisto con 5 derivaciones de capacidad plena de 1000 V c/u, uno arriba y cuatro debajo de 23 kV. Con estas derivaciones, el transformador puede operar satisfactoriamente.

El devanado secundario es de 220/127 V ó 440/254 V, conexión estrella con el neutro accesible.

Los bornes primario y secundario del transformador, irán dentro de una cámara de terminales, para permitir el acoplamiento directo a la subestación y al tablero de baja tensión.

Además cuenta con las accesorios normales y aceite aislante necesario.

8. Sección de Baja Tensión.

Aquí se instala Interruptor general de Baja tensión. De navajas o termomagnético en subestaciones con transformadores de 15 a 150 kVA y 220/127V. En subestaciones de 225 kVA a 2500 kVA se instalaran los interruptores de potencia en aire.

### 1.3. Tipos de Subestación.

Las subestación eléctricas compactas se construyen bajo especificaciones que cumplen ampliamente con los requerimientos establecidos por las Normas Técnicas de Instalaciones Eléctricas y ANSI (American National Standards Institute).

Las subestaciones compactas se tienen de dos tipos, de servicio interior y de servicio al intemperie, a continuación se dan sus características.

Descripción de Servicio Interior. Gabinetes autosoportados, provistos de puertas embisagradas, construidas con láminas de acero roladas en frío calibre #12 USG (2.65 mm) para cubiertas, techo y puertas; calibre #10 USG (3.57mm) para uniones de módulos y elementos de soporte, mismos que aportan la rigidez necesaria para soportar los esfuerzos estáticos y dinámicos inherentes a la operación de los elementos de la subestación, evitando con esto deformaciones permanentes, a pesar de la presencia de cortos circuitos. Además, tiene un acabado de 2 capas de esmalte gris ANSI 61, para limpieza y desoxidación.

Descripción de Servicio-Intemperie. Además de las características del tipo anterior, se tiene las siguientes.

Con copete en techo para evitar escurrimientos al interior de la subestación. Las juntas entre ellas se hacen engargoladas; el cierre de las puertas está diseñada de tal forma que impide la entrada de agua (por goteo).

Las puertas cuentan con seguros y ventanas de inspección, con mica ó vidrio y bloqueo mecánico en la sección de interruptor, para evitar que las puertas sean abiertas cuando el interruptor está en posición cerrado.

Bus principal formado por barras de cobre electrolítico de 6.4 mm x 32 mm ( $1/4''$  x  $1 1/4''$ ) con capacidad para 400 Amp., continuos, soportado con aisladores de resina sintética, marca SIEMENS tipo SIGA-20-N para 23 kV, 125 kV de tensión de prueba al impulso.

La separación mínima entre partes vivas de diferentes fases es de 254 mm ( $10''$ ) y entre fases y tierra 197 mm ( $7 3/4''$ ).

Bus de tierra corrido a todo lo largo de la subestación, con conexiones efectivas a los gabinetes y elementos metálicos no energizados, esta construido con barras de cobre electrolítico de 6.4 mm x 25,4 mm (1/4" x 1").

Estas subestaciones están constituidas por gabinetes o módulos que permiten trabajar en ellas con mayor seguridad. Estos gabinetes son fabricados en arreglos tipo, de ensamble fácil y atomillables totalmente por lo que es fácil su ampliación o cambio.

#### 1.4. Arreglos Básicos.

La configuración de una subestación es un arreglo por módulos, los cuales tienen en su interior el equipo que conforma a una subestación. Estos módulos son de medición, cuchillas de paso, interruptor de operación con carga, de acoplamiento, etc., y depende de las necesidades de cada usuario. A continuación se dan **Nombre y clave de cada una de las secciones de la Subestación Eléctrica. (Según las subestaciones compactas "SEL")**.

Sección de Medición. "A".

Consta de un gabinete blindado la cual esta destinada para alojar el equipo de medición de la Cía. Suministradora del Servicio Eléctrico y está diseñada para cumplir con los requerimientos de la Comisión Federal de Electricidad y de la Cía. de Luz y Fuerza del Centro. Figura 1.2.

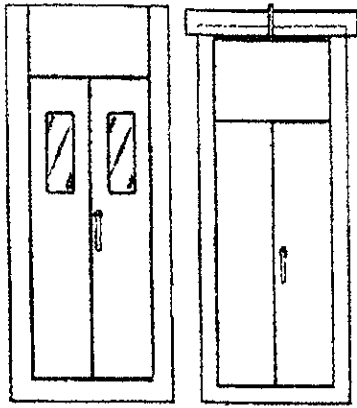


Figura 1.2. Vista frontal la de sección de medición tipo interior (izquierda) y tipo exterior derecha.

### Sección Cuchillas de Paso. “Y”.

La sección de cuchillas de paso que son accionadas mediante una perilla de operación, la cual se encuentra al frente del gabinete. Contiene:

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. Figura 1.3.

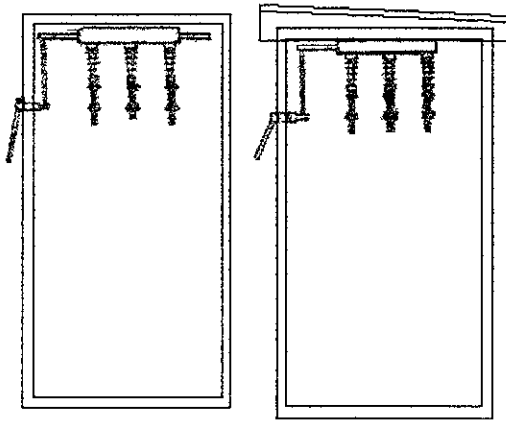


Figura 1.3. Vista lateral de la sección cuchillas de paso tipo Interior (izquierda) y tipo exterior derecha

### Sección interruptor, fusibles y apartarayos. “M”.

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

El equipo contenido es el siguiente: Un interruptor en aire, tipo H251-20N, simple apertura, 24 kV, nivel de aislamiento al impulso 125 kV, corriente nominal de 400 Amps., servicio interior, adaptado para recibir a los tres fusibles de potencia marca “S Y C”, tipo SMD 23 kV, para elementos fusibles de hasta 200 Amp., capacidad interruptiva de 500 MVA simétricos y 800 MVA asimétricos

Tres apartarrazos autovalvulares de distribución marca “CELECO” o similar, 1 polo, tipo AR-18, para trabajar en sistema de 18-23 kV, 60 Hz y con neutro sólidamente conectado a tierra.

Figura 1.4.

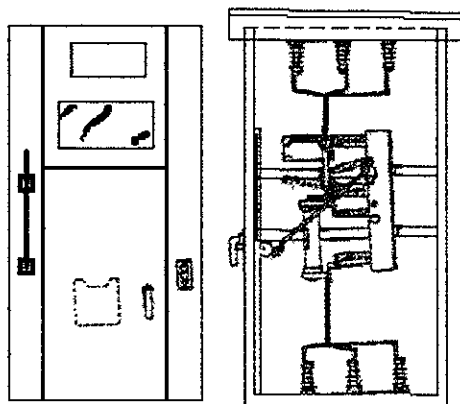


Figura 1.4 Vista Frontal de la sección “M” tipo interior (izquierda)  
Y vista lateral del tipo exterior (derecha).

#### Sección de interruptor y fusible “P”.

Esta sección tiene consta una puerta con ventana de inspección y palanca para operar desde el frente del tablero.

El equipo contenido es el siguiente: Un interruptor en aire, tipo H251-20N, siempre apertura, 24 kV, nivel de aislamiento al impulso 125 kV, corriente nominal de 400 Amps., servicio interior, adaptado para recibir a los tres fusibles de potencia marca “S y C”, tipo SMD 23 kV para elementos fusibles de hasta 200 Amp., capacidad interruptiva de 500 MVA simétricos y 800 MVA asimétricos.

#### Sección de Acometida y Cuchilla de paso, “Z”.

Esta sección tiene una puerta y una perilla de operación para la cuchilla en el interior del tablero.

Contiene una 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.



Esta sección esta diseñada para alojar los cables de energía y con sus mufas que provengan ya sea de la acometida por parte de la Cia. Suministradora de Servicio Eléctrico o de interconexión en caso de ser una subestación derivada. Figura 1.5.

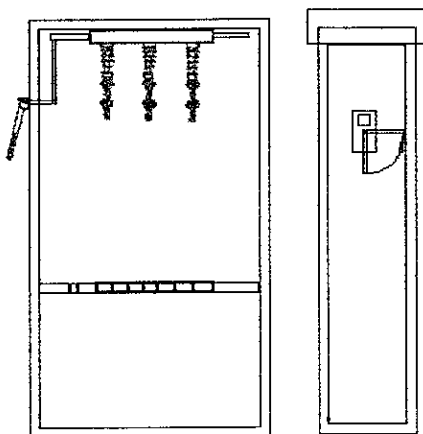


Figura 1.5. Vista frontal de la sección “Z” tipo interior (izquierdo)  
Y vista lateral del tipo exterior (derecha).

Sección de acometida remota. “X”.

No tiene puerta ni ventana, contiene buses y aisladores de resina sintética y zapatas terminales. Esta diseñada para alojar los cables de energía con sus mufas y soportes adecuados que provengan de la acometida por parte de la Cía. Suministradora de Servicio Eléctrico o de interconexión en caso de ser una subestación derivada.

Sección de Transición. “T”.

Esta sección al igual que la otra no contiene puertas ni ventanas, contiene buses y aisladores de resina sintética. Esta diseñada para dar espacio para interconectar un interruptor general, hasta los buses de alimentación de los interruptores derivados.

### Sección de cuchillas de prueba "K".

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

Contiene tres cuchillas desconectadoras, marca SELMEC, tiro sencillo, 23 kV con un nivel de aislamiento al impulso de 125 kV, capacidad nominal de 400 Amps., servicio interior, montadas en aisladores de resibloc, operación rápida tripolar, sin carga, accionamiento manual. Figura 1.6.

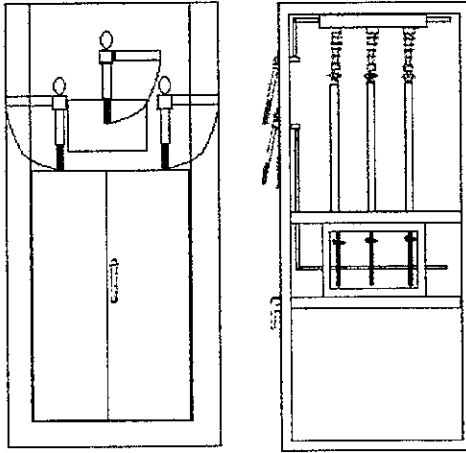


Figura 1.6. Vista frontal de la sección "K" tipo interior (izquierda) y Vista lateral del tipo exterior (derecha).

### Sección de Acoplamiento. "JS"

Esta sección no cuenta con puertas y ventanas, contiene buses y aisladores de resina sintética. Esta acondicionado para 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 1.7.

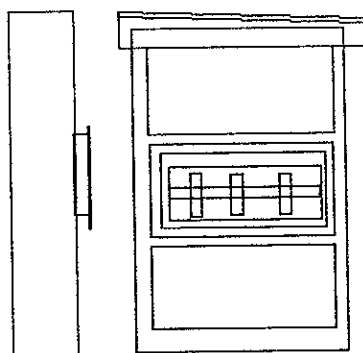


Figura 1.7. Vista frontal de la sección "JS" tipo interior (izquierda)  
Vista lateral del tipo exterior (derecha).

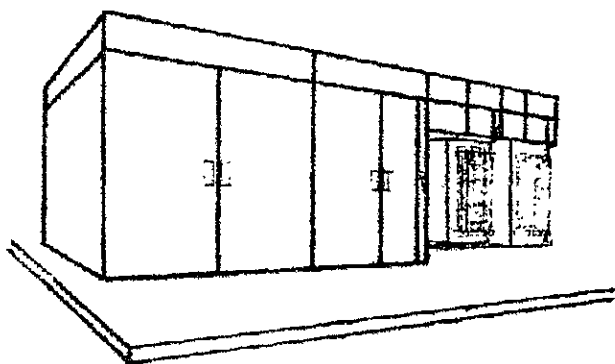


Figura 1.8. Subestación tipo interior compacta y diagrama unifilar

## 1.5. Componentes.

En este capítulo se describir los componentes principales que constituyen una subestación eléctrica señalando la función que desempeñan dentro del sistema, su mantenimiento y las pruebas que se les realizan. La subestación eléctrica compacta se compone de:

- A) Transformador.
- B) Apartarrayo.
- C) Interruptor.
- D) Cuchillas Desconectadoras.
- E) Fusibles.
- F) Tierra Física.
- G) Tablero de Baja Tensión

### A) Transformador.

El transformador es la parte más importante de una subestación eléctrica, es un dispositivo electromagnético estático destinado a la transformación de una corriente alterna (primaria) en otra (secundaria) de otras características, en particular de tensión y corriente distintas.

Por su capacidad se clasifican en transformadores de distribución que van de 5 a 500 kVA y de potencia que son los mayores de 500 kVA.

#### *Principios de funcionamiento.*

El funcionamiento del transformador esta basado en el principio de la inducción electromagnética de dos o más bobinas. Si se le aplica una tensión c.a. entre los bornes de una de las bobinas (primario), debido a la acción del flujo magnético que corta a las dos bobinas se establecerá una f.e.m. alterna en el secundario la cual a su vez producirá en él una corriente alterna que alimentará el circuito conectado en sus bornes.

Para reforzar el acoplamiento electromagnético entre las bobinas se provee de un núcleo laminado constituido por chapas de acero eléctrico.

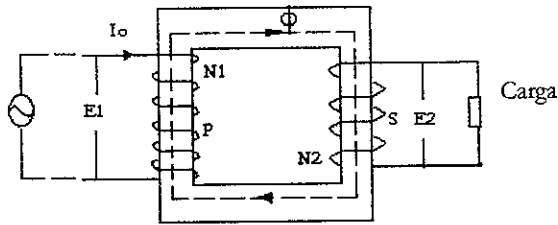


Fig. 1.9. Transformador con núcleo de hierro.

Los transformadores tendrán ciertas pérdidas, pero son muy eficientes, típicamente del 95 % o más. Despreciando las pérdidas supongamos que toda la potencia tomada de la fuente se transfiere a la carga. Se tiene:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{I_1}{I_2}$$

en donde:

- $V_1$ , Tensión de alimentación aplicada al primario, en volts.
- $V_2$ , Tensión que aparece en las bobinas del secundario, en volts.
- $I_1$ , Corriente absorbida de la alimentación por el primario, en amperios.
- $I_2$ , Corriente suministrada por el circuito secundario a una carga conectada entre sus terminales, en amperios.
- $N_2/N_1$ , Relación del número de espiras entre el secundario y el primario se le llama relación de transformación,  $N_1$  y  $N_2$  son el número de espiras del primario y del secundario, respectivamente.

La potencia nominal del transformador es el valor de la potencia aparente, dado en kVA ó en MVA.

### ***Partes principales de un transformador trifásico.***

Las Subestaciones Eléctricas Industriales utilizan en su sección de transformación, transformadores trifásicos que pueden ser tipo sumergido en aceite o tipo seco (transformadores de resina Epóxica).

Un transformador sumergidos en aceite esta formado principalmente por tres partes. Parte activa, parte pasiva y accesorios.

Parte activa.

1. Núcleo. Constituye el circuito magnético, que está fabricado en lámina de acero al silicio, con un espesor de 0.28 mm.
2. Bobinas. Constituye el circuito eléctrico, se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o de aluminio. Los conductores se forran de material aislante, que pueden tener diferentes características de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, a la temperatura y el medio en que va a estar sumergida.

Los devanado deben de tener conductos de enfriamiento radiales o axiales que permitan fluir el aceite y eliminar el calor generado en su interior.

3. Cambiador de derivaciones. Constituye el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye en un transformador. Puede ser de operación automática o manual; puede instalarse en el lado de alta o baja tensión dependiendo de la capacidad y de la tensión del aparato, aunque conviene instalarlos en alta tensión, debido a que su costo disminuye en virtud de que la intensidad de corriente es menor.
4. Bastidor. Está formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas y cuyo función es soportar los esfuerzos electromagnéticos que se desarrolla durante la operación del transformador.

### Parte pasiva.

Consta del tanque en donde se aloja la parte activa. El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctricamente y mecánicamente el transformador, ofrece puntos de apoyo para su transporte y carga, soporta los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales.

El tanque y los radiadores de un transformador deben tener un área suficiente para disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador, sin que su elevación de temperatura pase de 55 °C o más, dependiendo de la clase térmica de aislamiento especificado.

La clase de enfriamiento que se utiliza es OA, circulación natural de aire y aceite.

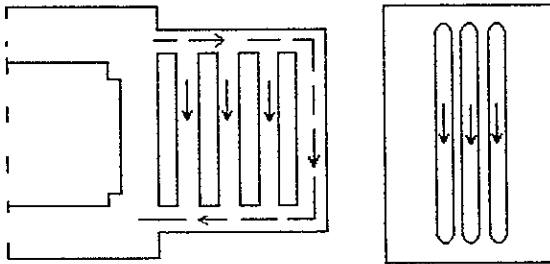


Figura 1.10. Transformador con enfriamiento OA

### Accesorios.

Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento.

**Tanque conservador.** Es un tanque extra colocado sobre el tanque principal del transformador, cuya función es absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura.

**Boquillas.** Son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador.

Tablero. Es el gabinete dentro del cual se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, de los ventiladores, de la calefacción del tablero, del cambiador de derivaciones bajo carga etc.

Válvulas. Es un conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador.

Conectores de tierra. Son piezas de cobre soldadas al tanque, donde se conecta el transformador a la red de tierra.

Placa de características. Esta placa se instala en un lugar visible del transformador y en ella se graban los datos más importantes como son potencia, tensión, por ciento de impedancia, número de serie, diagrama vectorial y de conexiones, número de fases, frecuencia, elevación de tensión en los diferentes pasos del cambiador de derivaciones, peso y año de fabricación.

### ***Conexión del transformador delta-estrella.***

En la siguiente figura se tienen las conexiones para el arreglo delta-estrella alimentando una carga equilibrada de factor de potencia unitario que es común en las subestaciones unitarias compactas. La relación de las tensiones de línea del primario al secundario es de  $1/\sqrt{3}$ . La conexión en delta permite una trayectoria para las corrientes del tercera armónica. El uso de la conexión estrella permite un neutro a tierra en el lado secundario, proporcionando de este modo un servicio de 3 fases a 4 hilos. El desequilibrio en las cargas causa un pequeño desequilibrio de la tensión, ya que el primario del transformador está conectado en delta.

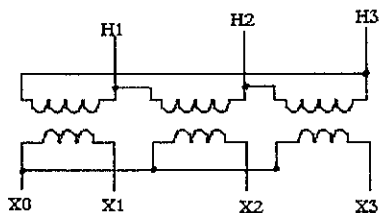


Figura 1.11. Conexión delta-estrella esquema eléctrico.



### *Prueba de rigidez dieléctrica del aceite.*

Los dieléctricos líquidos se utilizan como aislantes o refrigerantes en transformadores, interruptores, seccionadores, reactores, reguladores, cable de energía, capacitores, boquillas, etc. La finalidad del aceite aislante utilizado en el equipo eléctrico es proveer un aislamiento eléctrico adecuado para conducir y disipar el calor generado en el equipo, extinguir el arco eléctrico y arrastrar las partículas que se forman durante el mismo y proteger a los aislamientos sólidos contra la humedad y el aire.

La rigidez dieléctrica es una de las características principales del aceite aislante; se define como el máximo gradiente de potencial que puede soportar el aceite aislante, sin que se produzca la descarga disruptiva.

Los principales factores que influyen en el cálculo de la rigidez dieléctrica en un aceite aislante son:

- 1) Forma, tamaño y distancia de separación de los electrodos.
- 2) Efecto del contenido de humedad y otras impurezas.
- 3) Efectos del contenido de gases.
- 4) Influencia de la temperatura.
- 5) Influencia de la presión.
- 6) Efectos de la frecuencia.
- 7) Efecto del ritmo de elevación de la tensión.
- 8) Efecto de las ondas de impulso.
- 9) Efecto de la dispersión de los resultados.

La prueba se efectúa en un aparato que consiste en un transformador de potencial, un regulador de tensión, un voltmetro indicador, un interruptor y la copa estándar patrón de la prueba. Esta copa patrón consiste en un recipiente de bakelita o de vidrio refractario dentro del cual, se alojan dos electrodos, con caras perfectamente paralelas.

#### Secuencia de Prueba de la rigidez dieléctrica.

-Checar la calibración entre los electrodos y ajustarse, si es necesario.

La calibración depende de:

- a) Normas aplicadas.
- b) Electrodos.
- c) Celda.
- d) Tiempo entre prueba y prueba.

e) Número de pruebas.

-Se toma la muestra del aceite a probar, llenado la copa de la válvula inferior del tanque.

-Se deja reposar el aceite por lo menos tres minutos, para que no contenga espuma ni burbujas de aire.

-Se aplica voltaje, que parte desde cero hasta el valor de ruptura, la cual se anotará en el protocolo de la prueba.

-Posteriormente se agita el aceite y se deja reposar otro minuto (cuidando que no exista burbujas).

-El valor final de rigidez dieléctrica del aceite (en kV) será el promedio de las cinco lecturas efectuadas.

Tabla 1.1. Calibración de los electrodos.

Norma	UNIDADES	ASTM B77	ASTM 1816	CONNIE 3.8.1.
Forma del electrodo		Tipo disco	Semi esférico	Contempla las normas ASTM
Dimensión del electrodo	Mm In	Ø 25.4 Ø 1	R 25.4 R1	
Separación entre electrodos	Mm In	2.54 0.1	2.03 0.08	1.02 0.04
Elevación de Tensión	KV/s +/-	3 20	05 20	
Reposo en el llenado	Min.	3	3	
*N° de pruebas		5	6	
Reposo entre pruebas	Min	1	1	
Tensión de ruptura dieléctrica	KV/min	30	35	
Temperatura mínima de la muestra	°C °F	20 68	20 68	

\*La primera prueba no cuenta.

A cada muestra se le efectuarán tres pruebas de ruptura, agitando y dejando reposar la muestra un minuto, después de cada prueba. Los valores obtenidos se promedian. Este promedio es válido siempre que ninguna prueba sea diferente en más de 5 kV, si existe una variación mayor deberán efectuarse más pruebas con nuevas muestras.

Normalmente una rigidez dieléctrica de 18 kV es considerada como baja, 25 kV o mayor como buena. Un aceite seco, limpio y nuevo soporta normalmente 35 kV.

Cuando el aceite rompe a menos de 22 kV debe proceder a su acondicionamiento por medio de un filtro prensa y una bomba centrífuga para aceite, o una unidad regeneradora de aceite al vacío. Si después de lo anterior el aceite no alcanza a romper arriba de 22 kV, se debe sustituir por uno nuevo.

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

Esta prueba sirve, básicamente, para determinar la cantidad de humedad e impurezas que contienen los aislamientos del transformador. La resistencia de aislamiento se define como la resistencia que ofrece un aislamiento al aplicarle una tensión de CD, durante un tiempo dado (como referencia se utiliza los valores de 1 a 10 min.).

La prueba se realiza con un aparato medidor de resistencia de aislamiento llamado “MEGGER”. El análisis de resultados se realiza con los valores obtenidos y corregidos a 20 °C; el criterio de aceptación o rechazo es fijado por el fabricante. Así mismo, deberá analizarse el incremento de la resistencia entre el primer minuto y el décimo minuto. El cociente dará un número mayor a la unidad, que se conoce como índice de polarización  $I_p$ .

$$I_p = \frac{R \text{ de aisl. } 10 \text{ min.}}{R \text{ de aisl. } 1 \text{ min.}}$$

Los resultados de la prueba de resistencia de aislamiento se ve gravemente afectados por la temperatura, por lo que se tienen que ajustar empleando ciertos factores de corrección (K), los cuales se pueden tomar de la tabla 1.2.

La prueba de resistencia de aislamiento de un transformador se realiza involucrando las siguientes conexiones:

- i. Alta tensión contra baja tensión más tierra.
- ii. Baja tensión contra alta tensión más tierra.
- iii. Alta tensión contra baja tensión.

Tabla 1.2. Factores para corrección de resistencia de aislamiento por temperatura a 20°C.

TEMPERATURA	FACTOR "K"	TEMPERATURA	FACTOR "K"
95	89.0	35	2.5
90	66.0	30	1.8
85	49.0	25	1.3
80	36.2	20	1.0
75	26.8	15	0.73
70	20.0	10	0.54
65	14.8	5	0.40
60	11.0	0	0.30
55	8.1	-5	0.22
50	6.0	-10	0.16
45	4.5	-15	0.12
40	3.3		

La medición de resistencia de aislamiento es una prueba de potencial y debe de restringirse a valores apropiados, dependiendo de la tensión nominal de operación del equipo que se va aprobar y de las condiciones en que se encuentre su aislamiento, ya que si la tensión de prueba es alta se puede provocar fatiga en el aislamiento. Los potenciales de prueba más utilizados son tensiones de 500 a 5 000 VCD.

#### **Criterios de aceptación o de rechazo.**

Dicho criterios establece que los valores del índice de absorción de 1.4 ó mayor, son indicativos de buenas condiciones del aislamiento.

Tabla 1.3. Condiciones de aislamiento basadas en la relación de índice de absorción dieléctrica y del índice de polarización.

CONDICIONES	RELACION 60/30 seg.	RELACION 10/1 min.
PELIGRO	-----	Menos de 1
POBRE	Menos de 1.1	Menos de 1.5
DUDOSO	1.1 a 1.25	1.5 a 2
REGULAR	1.25 a 1.4	2 a 3
BUENO	1.4 a 1.6	3 a 4
EXCELENTE	Arriba de 1.6	arriba de 4

La relación de absorción dieléctrica es la relación de 2 lecturas de resistencia realizadas a diferentes intervalos de tiempo 60/30 seg. durante la misma prueba; la relación de 10/1 min. se conoce como índice de polarización.

### ***Prueba de relación de transformación.***

El analizador "TTR" ó método del transformador patrón está diseñado para determinar con exactitud la relación de vueltas de los devanados de los transformadores de tipo convencional.

Los núcleos de los transformadores a probar deben de ser normales y todo el núcleo de hierro activo, debe estar colocado en su lugar correspondiente (laminación apretada y sin salientes).

La capacidad del TTR para probar transformadores es de una relación máxima de 130, sin embargo utilizando equipo auxiliar, es posible unir transformadores que tengan relación hasta 330, en la lectura directa. Durante la prueba de relación, se determina la polaridad y se detecta fácilmente espiras abiertas o en corto circuito.

Por su facilidad de transportación, el TTR (es de poco peso y compacto), se facilita su uso en los lugares de utilización como plantas generadoras, subestaciones, industrias, etc.

Cuando el devanado de baja tensión no se pueda usar como primario durante la prueba, debido a que la corriente magnetizante es muy alta y la tensión de excitación indicada en el voltímetro no alcanza la nominal (8V.), porque de hacerlo el amperímetro rebasaría su escala, en estos casos los devanados de alta tensión puede conectarse como primario.

Si el TTR se utiliza de esta manera, la lectura será inversa de la relación de vueltas, hasta con tres cifras decimales de aproximación.

### **Marca de polaridad.**

Si en el devanado de alta tensión se conecta una fuente de C.D. de un potencial, tal que, no exceda la corriente nominal y al mismo tiempo se conecta un voltímetro de cero central y se observa el sentido de deflexión de la aguja, las terminales del voltímetro se transfieren al devanado de baja tensión, conectado en las terminales  $X_1$  y  $X_2$  las terminales que estaban en  $H_1$  y  $H_2$ . Se desconecta repentinamente la fuente de C.D. y se observa el desplazamiento de la aguja

del voltímetro. Si la aguja se deflexiona en el mismo sentido original, la polaridad es aditiva y si se deflexiona en sentido contrario, la polaridad es subtractiva.

### Principio de operación.

El T.T.R. opera bajo el principio de cuando dos transformadores tienen nominalmente la misma relación de transformación, (se conectan y se excitan en paralelo) con la más pequeña diferencia de algunos de ellos, se produce una corriente circulante relativamente grande entre ambos. Para obtener el equilibrio del galvanómetro en el equipo T.T.R., es necesario ir variando la posición de los selectores hasta lograr el equilibrio de la aguja del galvanómetro.

Tabla 1.4. Conexión para la prueba de relación de transformación y polaridad. Delta-Estrella.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA				MIDE
	CN	CR	GN	GR	
1	H1	H2	Xo	X2	$\phi$ 2
2	H2	H3	Xo	X3	$\phi$ 3
3	H3	H1	Xo	X1	$\phi$ 1

Para interpretar los resultados será necesario calcular el por ciento de diferencia que exista entre los valores reales y los valores teóricos, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\% \text{ Diferencia} = \frac{\text{Valor teórico} - \text{Valor medido}}{\text{Valor teórico}} \times 100$$

Como regla general se acepta que el por ciento de diferencia no debe ser mayor del 0.5 %.

### Prueba de factor de disipación de los aislamientos.

El objetivo principal de esta prueba es el verificar el grado de sequedad que contiene los materiales aislantes, por lo cual es una prueba complementaria a la de resistencia de materiales.

La prueba se realiza aplicando una tensión de 2.5 kV entre el devanado de alta tensión y el de baja tensión. Con ello circulará una corriente a través de los aislamientos formado por dos

componentes. La corriente  $I_c$  es debida a la capacitancia del aislamiento y la corriente  $I_w$  a la conductancia transversal. Figura 1.12.

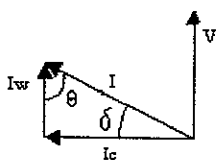


Figura 1.12. Diagrama vectorial del factor de potencia del aislamiento

Por definición el factor de disipación es la tangente  $\delta = I_w/I_c$ .

El ángulo  $\theta$  es complementario al ángulo  $\delta$  y por lo tanto:

$$\cos \theta = \frac{I_w}{I} \text{ (factor de potencia)}$$

La prueba se realiza utilizando un aparato llamado puente de Schering o también se puede obtener midiendo las pérdidas en miliwatts y la potencia aparente en milivolts-amperes con un probador de la Dobe Engineering. Esta prueba al igual que la de resistencia de aislamiento se debe realizar a una temperatura aproximada de 20 °C

Las conexiones que se hacen para realizar esta prueba son las mismas que la prueba de resistencias de aislamiento, aunque se suprime la prueba de A.T. contra B.T.

Los valores admisibles sugeridos por la mayoría de los fabricantes de transformadores son de 2% como máximo a 20 °C para transformadores de distribución y 1% para transformadores de potencia.

### ***Fallas comunes de los transformadores y tareas de mantenimiento .***

Los transformadores son normalmente el equipo más importante de las subestaciones, de mayor costo y que requiere mayor mantenimiento. A continuación se presenta algunas tareas de mantenimiento y fallas comunes.

### **Fallas en el aceite.**

El incremento de la humedad en el aceite da por resultado una disminución en su valor de voltaje de ruptura o rigidez dieléctrica, originada por el aire que puede absorber el transformador en su proceso de trabajo por fallas en las juntas o fugas o descomposición propia del aceite y los aislamientos.

Se debe analizar las características del aceite periódicamente, cuidando que conserve sus condiciones iniciales que pueden ser:

Numero de Neutralización	0.04
Peso específico a 20 °C	0.844
Índice de Viscosidad	88
Resistencia dieléctrica	26 kV.
Apariencia	clara y brillante
Factor de potencia	0.1 %
Cantidad de humedad	35 ppm

Un aceite contaminado presenta los siguiente valores.

Contenido de humedad	80 ppm
Rigidez dieléctrica	22 kV

Antes de cambiar el aceite del transformador se deberá limpiar el tanque y se deberá llenar al vacío.

### **Fallas en el equipo auxiliar.**

Se debe de inspeccionar los equipos de protección y medición constantemente, verificando su estado, número de operaciones en el caso de los interruptores.

Por lo que se debe de verificar los instrumentos de medición, las condiciones nominales del transformador, tomillería de las terminales y conexiones, estado de los aisladores o bushings y el tanque debe estar limpio, sin fugas y sin señales de abombamiento.



## **Fallas en los devanados.**

**Falsos contactos.** Los falsos contactos originadas por terminales flojas deterioran el aislamiento y contaminan el aceite, produciendo gasificación, carbono y abombamiento del tanque del transformador.

Estas fallas se manifiestan por la presencia de carbono en las terminales o también terminales carcomidas. Presentándose una coloración intensa en el aislamiento y conductor.

Por lo que se debe de inspeccionar periódicamente las terminales externas e internas del transformador

**Falla por corto circuito externo.** La falla producida por un corto circuito externo al transformador dependerá de la intensidad y de su tiempo de duración. La corriente que circula durante el corto circuito se traduce en esfuerzos mecánicos que distorsionan los devanados, e inclusive los mueve de su lugar y otros efectos es la degradación del aceite, sobrepresión, arqueo y abombamiento en el tanque del transformador.

Después de este tipo de falla y teniendo la certeza de su eliminación se deberá de inspeccionar exhaustivamente el transformador y revisar las protecciones del transformador y comprobar las capacidades del mismo.

**Falla por corto circuito interno.** Cuando el corto circuito es interno se produce por un deterioro del aislamiento por exceso de humedad, sobrecalentamiento continuos y alteraciones en el voltaje.

En esta falla el devanado se deteriora solo en el punto de falla y se detecta por: la degradación que sufre el aceite, ionización y depósitos de carbono en el aceite y posibles abombamiento del tanque. Esta falla tarda en poner fuera de servicio al transformador.

**Sobretensiones.** Las sobretensiones transitorias producidas en los devanados se presentan por falsas operaciones de switcheo, o puesta en el servicio o desconexión de bancos de capacitores.

Los sobrevoltajes que se presenta pueden ser del doble de la tensión nominal. El daño que se produce se presenta como un corto circuito interno o entre espiras y si se encuentra resentido el aislamiento se produce una explosión como de disparo de bala expansiva.

La ionización generada contamina el aceite, lo gasifica y puede ocasionar el abombamiento en el tanque.

Al presentarse este tipo de fallas, el transformador se debe de poner fuera de servicio, extraer el aceite, y someterlo a un mantenimiento exhaustivo.

**Sobrecargas.** Las sobrecargas ocasionan en el transformador un envejecimiento prematuro, que destruye el aislamiento, presentándose cortocircuitos internos con las consecuentes fallas en el aceite ya mencionadas.

Se tomará a consideración las recomendaciones mencionadas en falla por corto circuito interno. Y se deberá tomar en cuenta la carga conectada al transformador que no deberá de ser mayor que la capacidad nominal del mismo, para evitar fallas por sobrecargas.

**Sobretensiones por descargas atmosféricas.** Sobretensiones por descargas atmosféricas que llegarán a pasar al transformador por estar deteriorados los apartarrayos y está rebasa el nivel de impulso, el devanado (bobinas cercanas a los herrajes) fallará por el esfuerzo de sobrecarga a la que fue sometido.

Por lo que se debe revisar periódicamente los apartarrayos y sus conexiones y terminales.

Si la falla se presenta en el transformador, se deberá someter a análisis de aceite, así como inspecciones y pruebas de aislamiento de los devanados.

### **Tareas de Mantenimiento de Transformadores.**

1. Revisión de las características eléctricas del suministro y especificaciones generales del transformador.
2. Relación de transformación.
3. Medición y prueba de: a) Resistencia de aislamiento, b) Factor de disipación del aislamiento, c) Resistencia óhmica

4. Revisión de termómetros y equipos de protección.
5. Verificar el nivel de aceite.
6. Verificar fugas.
7. Verificar el estado y sello de las juntas.
8. Limpiar en tanque y boquillas (bushings).
9. Apriete general de tornillería y conexiones.
10. Verificar la ventilación del local en que se aloja el transformador.
11. Verificar que no haya trazos de carbón.
12. Verificar las características de aceite mediante muestra.

### ***Consumo excesivo de energía eléctrica.***

La sobrecapacidad del transformador representa baja eficiencia y bajo factor de potencia, al igual que una subutilización, por lo que deberá analizarse la carga conectada o la operación determinando un mejor arreglo y conexión de los transformadores para satisfacer la demanda en el caso de que sean más de uno o sustituir el transformador.

### **Parámetros y factores que intervienen en la determinación de la capacidad de una subestación.**

**Carga instalada.** Es la suma de las potencias nominales de los aparatos y equipos que se encuentran conectados en un área determinada de la instalación y se expresa generalmente en kVA ó kW.

**Demanda.** Es la potencia que consume la carga, medida por lo general en intervalos de tiempo expresada en kVA ó kW, a un factor de potencia determinado.

**Densidad de carga.** Es el cociente de la carga instalada y el área de instalación considerada, se expresa en kVA/m<sup>2</sup>, de las cuales se tienen tablas para instalaciones específicas.

**Demanda máxima.** Es la máxima demanda que se tiene en una instalación durante un periodo de tiempo especificado por lo general en horas.

Factor de carga. En la mayoría de los casos la carga no es constante durante el año o durante un período de tiempo específico considerado como representativo, por lo que resulta importante definirlo:

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Valor promedio anual de carga}}{\text{Maximo valor de la carga en un año}}$$

$$\text{Factor de demanda} = \frac{\text{Demanda maxima}}{\text{Carga instalada}}$$

$$\text{Factor de diversidad} = \frac{\text{Suma de las demandas maximas individuales}}{\text{Demanda maxima del sistema}}$$

$$\text{Factor de simultaneidad} = \frac{1}{\text{Factor de diversidad}}$$

### **Corrección del bajo factor de potencia.**

En cualquier sistema de distribución eléctrica, el único elemento que está continuamente en servicio es generalmente el transformador, es conveniente conectar un capacitor directamente a través de las terminales del secundario del transformador. El beneficio es que la capacidad total requerida para corregir la planta en su totalidad, puede ser significativamente reducida. En donde los consumidores son penalizados por operar con factor de potencia bajo.

En los sistemas industriales donde se tiene un número elevado de transformadores operando a una gran diversidad de cargas a medio voltaje, la compensación para la corriente de magnetización de los transformadores se debe de hacer por lo regular con bancos de capacitores centralizados, automáticamente controlados.

En la tabla 1.5. se dan algunos valores de orden de magnitud de la potencia reactiva que se debe de instalar en los bancos de capacitores, en función de la potencia nominal del transformador y el voltaje de alimentación.

Tabla 1.5. Capacidad de los capacitores (kVAR) para compensación de transformadores.

Potencia del transformador	Voltaje de línea en kV		
	5/13	15/23	25/34
25	2	2.5	3
50	3.5	5	6
75	5	6	7
100	6	8	10
160	10	12.5	15
250	15	18	22
315	18	20	24
400	20	22.5	28
630	28	32.5	40
750	30	35	45
1000	45	50	55

### B) Apararrayos.

Son dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo del sistemas.

Una vez desaparecida la sobretensiones y restablecida la tensión normal, el dispositivo de protección debe ser capaz de interrumpir la corriente.

Las sobretensiones se agrupan en las categorías siguientes:

Sobretensiones de impulso por rayo. Son generadas por las descargas eléctricas en la atmósfera (rayos); tiene una duración del orden de decenas de microsegundos.

Sobretensiones de impulso por maniobra. Son originadas por la operación de los interruptores. Producen ondas con frecuencia del orden de 10 kHz y se amortiguan rápidamente. Tienen una duración del orden de milisegundos.

Sobretensiones de baja frecuencia (60 Hz). Se origina durante los rechazos de carga en un sistema, por desequilibrios en una red o cortocircuito de fase a tierra. Tiene la duración del orden de algunos ciclos.

Los apartarrayos deben quedar conectados permanentemente a los circuitos que protegen y entrar en operación en el instante en que la sobretensión alcanza un valor convenido superior a la tensión máxima del sistema.

### Características de los apartarrayos autovalvulares.

Este grupo de apartarrayos, llamados también de tipo convencional, está unido por una sene de resistencias no lineales de carburo de silicio, prácticamente sin inductancia, presentados como pequeños cilindros de material prensado. Las resistencias se conectan en serie con un conjunto de explosores intercalados entre los cilindros.

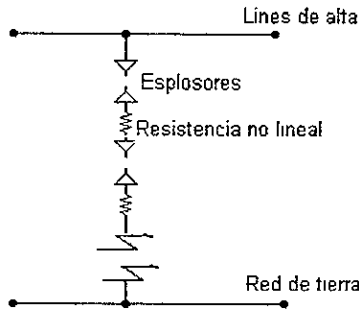


Figura 1.13. Esquema de apartarrayo autovalvular.

Las resistencias evitan que, una vez iniciada la descarga en los explosores, se produzcan corrientes permanentes. A su vez permiten disminuir las distancias entre los electrodos, proporcionando mayor sensibilidad al apartarrayos, aun en el caso de sobretensiones reducidas.

La curva característica no lineal de tensión corriente se obtiene a partir de las propiedades semiconductoras del carburo de silicio y el aglutinamiento que permite cierto contacto entre las partículas

Esto convierte al apartarrayos en una válvula de seguridad para altas tensiones, que funcionan en el momento necesario, evitando la presencia de la corriente de corto circuito.

### Funcionamiento del apartarrayos.

Cuando se origina una sobretensión, se produce el arqueo de los entrehierros y la corriente resultante es limitada por las resistencias, hasta que los explosores interrumpen definitivamente la corriente.

En la figura 1.14. se observa que una vez iniciada la onda de choque, ésta empieza a crecer hasta llegar a  $V_1$ , punto en el cual empieza a ionizarse el entrehierro del explosor, sigue creciendo la tensión y al llegar a  $V_2$ , se produce el arco entre las terminales del explosor.

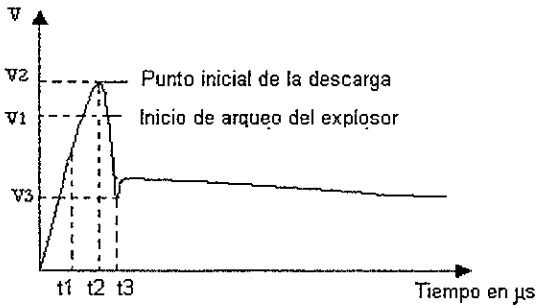


Figura 1.14. Funcionamiento del apartarrayos.

A  $V_2$  se le llama tensión de arranque del apartarrayos. A partir de este valor, la tensión descende rápidamente hasta llegar a  $V_3$ , que se denomina tensión residual, y cuya magnitud aparece entre las terminales del apartarrayos, en el momento en que la corriente de descarga alcanza su valor máximo de intensidad.

Por otro lado la descarga de la sobrecorriente, en la resistencia no lineal, circula una corriente con un valor máximo, que fija la capacidad máxima de energía a través del apartarrayos

El apartarrayos está formado por:

- 1) Capuchón aislante.

- 2) Terminal superior.
- 3) Conjunto de cámara de arqueo.
- 4) Resortes de contacto con derivador.
- 5) Cilindros autovalvulares.
- 6) Porcelana fabricado bajo proceso húmedo.
- 7) Abrazadera galvanizada de sujeción.
- 8) Indicador de fallas.
- 9) Sello soldado.

### **Prueba de resistencia de aislamiento a los apartarrayos.**

La aplicación de esta prueba tiene como objeto; determinar el posible deterioro interior del apartarrayos.

Procedimiento de la prueba.

- a) Se desconecta de la línea con la apertura de las cuchillas seccionadoras y de paso. La prueba se realiza con los apartarrayos colocados en su sitio.
- b) Se realiza la limpieza de la porcelana y los extremos del mismo.
- c) Revisar que el apartarrayos debe de estar conectado a tierra.
- d) Se realizan las pruebas con el MEGEER de 500 a 5000 Vcd, aplicar la prueba al máximo voltaje del megger.
- e) Tomar las lecturas a 60 seg.

Interpretación de los resultados.

Recordar que el apartarrayos ofrece una gran impedancia al paso de la corriente al voltaje nominal (comportándose como un circuito abierto) y al presentarse una sobre tensión se modifica la impedancia (comportándose como un circuito cerrado). Al aplicarse el voltaje de corriente directa, la aguja del indicador del megohms marcara infinito esto nos indica que el apartarrayos se encuentra en buen estado.

Si por el contrario al aplicarle el voltaje, se obtiene un valor en el megohms (valor de impedancia baja), existe algún problema en el interior del apartarrayos.



Debido a lo importante que es evitar una falla en la subestación se recomienda realizar estas pruebas cada 6 meses a más tardar un año.

### Indicador de fallas

El indicador de fallas tiene por objeto desconectar la terminal de tierra, en el caso de una remota falla del apartarrayos, en condiciones adversas y anormales originando la explosión del cartucho, rompiendo la baquelita a lo largo de su sección más débil.

La tabla 1.6. se utiliza para la selección de apartarrayos según la capacidad de la subestación. La tabla 1.7 nos presenta las características eléctricas de los apartarrayos.

Tabla 1.6. Dimensiones y peso de apartarrayos de ZnO (en mm y Kg)

Los apartarrayos seleccionados para las subestaciones compactas son: AR12, AR18 y AR30.							
Clase	AR10	AR12	AR15	AR18	AR21	AR27	AR30
Largo	257	330	375	385	430	570	585
Diámetro	90	90	90	90	90	90	90
Peso	5.45	6.15	7.25	7.65	7.90	9.40	9.45

Tabla 1.7. Características Eléctricas.

Capacidad nominal kV máximos entre línea y tierra (RMC)			3	6	10	12	15	18	21
Descarga mínima a 60 Hz kV (RMC)			6	11	18	23.5	27	33	37.5
Valor máximo de impulso en kV cresta con onda 1 1/2 x 40			14	26	38	49	50	58	63
Valor máximo de impulso en kV cresta con onda ASA de frente Plano (promedio)			17	32	42	52	63	75	94
Tensión de descarga en kV de cresta para formas de onda de impulso de corriente de 8 x 20 µs y con valores de amplitud de cresta	1500 A de cresta kV	prom	9.5	18	29	36	43	52	60
	5000 A de cresta kV	prom	11.9	22	35.5	44	54	64	73.5
	10000 de cresta kV	prom	13.3	25	40	51	61	73	83
	20000 de cresta kV	prom	15	28	43	56.5	65	75	93.5
	65000 de cresta kV	prom	18	33	50	67	76	93	114

\*La parte sombreada se utiliza para subestaciones compactas de 23 kV.

### C) Interruptores.

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, bajo condiciones de cortocircuito. Sirve para retirar o insertar en cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kiloamperes (cortocircuito).

Se describirán tres tipos de interruptores para abrir con carga:

- a) Interruptores de carga ALDUTI. Estos interruptores tienen una gran variedad de aplicación físicas, ya que no producen arco externo, pueden ser montados en subestaciones o en gabinetes metálicos y como la interrupción se logra en el primero ciclo, cuando la corriente pasa por cero extinguiéndose el arco instantáneamente en el interior de la cámara.

Para la selección de los interruptores es necesario tener en cuenta lo siguiente: Tipo de servicio, interior o intemperie, Tensión del sistema, Corriente del sistema, Montaje, puede ser horizontal ó vertical.

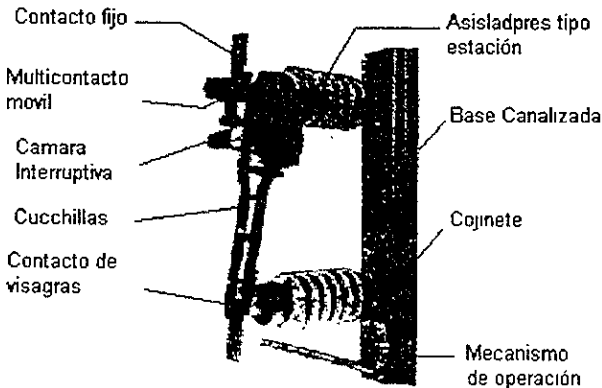


Figura 1.15. Interruptor de carga Alduti (apertura lateral).

- b) Cortacircuitos en aire, WICKMANN HTL-600. Diseñados para dar protección, seguridad y ahorro en espacio.

Son adecuados para servicio interior o al intemperie, para capacidades hasta de 3000 kVA, y voltajes que pueden variar desde 2.4 kV hasta 24 kV.

El desplazamiento se realiza en forma vertical por medio de un sencillo y robusto mecanismo que provee el cierre y la apertura de los mismos en forma rápida y positiva, independientemente de la velocidad del operario.

Todos los cortacircuitos vienen equipados con portafusibles de alta capacidad interruptiva y con un mecanismo de apertura en caso de falla de alguno de ellos, desconectándose las tres fases simultáneamente y eliminando el peligro de operaciones monofásicas en el sistema. Cuando se requiere realizar la desconexión basta con oprimir un botón de disparo.

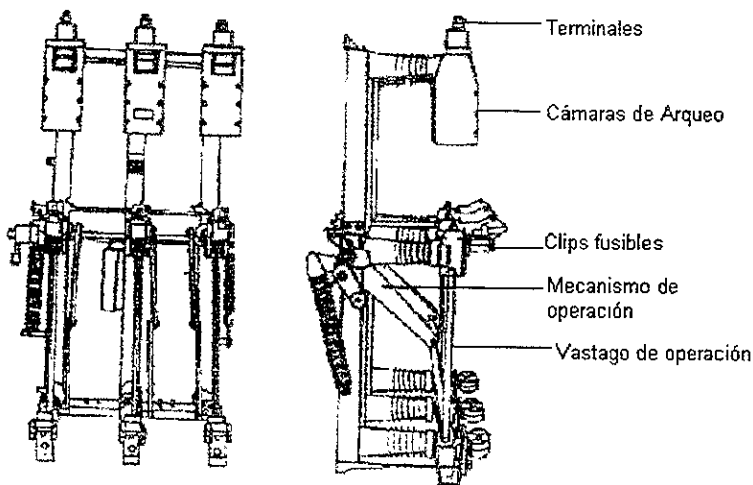


Figura 1.16. Interruptor de carga Wickman.

- c) Interruptores HTL-5. Es un equipo de apertura en aire, cuenta con cámaras planas para la extinción del arco eléctrico.

Operación. El interruptor L-TRI-5, está equipado con un mecanismo de disparo manual y automático por medio de energía almacenada, utilizando como medio sensor de fallas, fusibles limitadores de corriente de alta capacidad interruptiva.

El disparo automático se realiza al fundirse por corto circuito, liberando un vástago que acciona dicho mecanismo, el disparador mecánico se rearma automáticamente, pero para poder conectar el interruptor nuevamente se requiere cambiar el fusible fundido, en caso de que esto no se haya efectuado, resultará imposible reconectar el interruptor. El disparo es tripolar de modo que el sistema nunca queda operando en una fase.

Extinción del arco. El corte de la corriente se realiza en las cámaras de arqueo en forma de banderas, colocadas en la parte superior del interruptor. El interruptor L-TRI-5 cuenta con unas navajas principales y unas auxiliares, las primeras hacen contacto con las barras conductoras de la corriente y las segundas se introducen dentro de las cámaras de arqueo. Durante el proceso de interrupción, son las navajas auxiliares las que conduce la corriente, de modo que las navajas principales pueden abrir sin producirse un arco eléctrico.

El arco eléctrico se extingue por el efecto de gases ionizados, estos gases al salir de la cámara de arqueo no producen chisporroteos debido al efecto enfriador de las paredes de las cámaras.

Accionamiento. Están diseñados para ser operados por medio de un accionamiento de disco y palanca, colocados al frente del tablero.

### ***Mantenimiento.***

Estos tipos de interruptores no requieren un mantenimiento especial más allá de lo normal; todos los resortes y contactos eléctricos deben de encontrarse lubricados constantemente, y solo se deberán limpiar los aisladores de depósitos de polvo durante las inspecciones regulares, especialmente en ambientes sucios.

Se recomienda una revisión, limpieza o lubricación después de operar bajo las siguientes condiciones. A) Corto circuito, B) 200 operaciones interruptivas y C) Después de 4 ó 5 años bajo condiciones normales o de 1 a 2 años en el caso de ambientes agresivas.

#### **D) Cuchillas desconectadoras.**

Son dispositivos capaces conectar o desconectar diversas partes de una instalación eléctrica para efectuar maniobras de operación o bien darles mantenimiento.

Las cuchillas pueden abrir circuitos con la tensión nominal pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente.

Las cuchillas están formadas por una base metálica de lámina galvanizada con un conector para puesta a tierra; dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso, y encima de éstos, la cuchilla está formada por una navaja o parte móvil y la parte fija, que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

Las cuchillas desconectadoras en particular deben de cumplir los siguientes requisitos:

Garantizar un aislamiento dieléctrico tierra y sobre todo en la apertura.

Conducir en forma continua la corriente nominal sin que exista elevación de temperatura.

Soportar por un tiempo los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de corto circuito.

Las maniobras de cierre y apertura deben de realizarse con toda seguridad, es decir, sin presentar falsos contactos o posiciones falsas.

#### **E) Fusibles.**

Son dispositivos de protección eléctrica de una red que hace las veces de un interruptor, siendo más barato que éstos.

Su función es la de abrir circuitos cuando se produce en ellos una sobrecorriente, y soportar la tensión transitoria de recuperación que se produce posteriormente.

Un juego de fusibles, en su parte fundamental esta formado por tres polos. Cada uno de ellos, a su vez esta formado por una base metálica, dos columnas de aisladores que pueden ser de porcelana o de resina sintética y cuya altura fija el nivel básico de impulso a que trabaja el sistema.

Sobre los aisladores se localizan dos mordazas, dentro de los cuales entra a presión el cartucho del fusible

Dentro del cartucho se encuentra el elemento fusible, que normalmente está formado por un alambre o tiras metálicas con una sección reducida, que está calibrada de acuerdo a su capacidad de corriente. En esta sección se produce una densidad de corriente elevada que al pasar de un valor determinado y durante un tiempo prefijado, se provoca la fusión de elemento y la apertura del circuito de que se trate. Al fundirse el elemento fusible se genera gases a presión dentro de cartucho del fusible que se proyectan al exterior del tubo. El gas a presión está formado por el aire que se encuentra adentro del cartucho, que se expande bruscamente por el efecto del calor del arco eléctrico y que al ser expulsado produce la extinción del arco al pasar por cero la onda de corriente. Como elementos fusibles se utiliza un material de aleación a base de plomo, para el caso de bajas tensiones y corrientes, y una cinta de aleación a base de cobre o aluminio, para el caso de mayores corrientes.

### ***Típos de fusibles.***

De acuerdo con la capacidad de ruptura, lugar de instalación y costo, se pueden utilizar diferentes tipos de fusibles, entre los más conocidos tenemos :

- a) Expulsión.
- b) Limitador de corriente.
- a) Expulsión. Éstos aprovechan la generación y expulsión de un gas a alta presión que, al ser inyectado a través del arco producido por la fusión del elemento fusible, provoca la extinción del mismo.

De este tipo de fusible son los de ácido bórico, sustancia que es el elemento generador del gas, y que tiene como ventaja que son recargables.

Al fundirse el elemento fusible, se produce el arco eléctrico, y al quedar libre el fusible, el resorte que estaba comprimido desplaza el contacto móvil, produciendo un alargamiento del arco. A su vez, el arco produce calor y éste provoca una reacción en el ácido bórico que desprende vapor de

agua y óxido de boro. La extinción del arco se logra por la acción desionizadora del vapor y la turbulencia de las partículas del óxido de boro.

Una vez que la presión interior llega a valores elevados, se desprende el sello y escapa el gas en forma explosiva. Al interrumpirse la corriente de cortocircuito, aparece la sobretensión transitoria de restablecimiento y posteriormente, aparece la tensión restablecida del sistema.

- b) Limitador de corriente. Este tipo de fusible tiene doble acción, por un lado reduce la corriente de falla debida a la característica de introducir una resistencia elevada en el circuito y por el otro, debido al incremento de la resistencia que pasa por el circuito de bajo factor de potencia a otro circuito de alto factor de potencia, desfasando el cero normal de la onda de corriente a un punto cercano al cero normal de la onda de tensión.

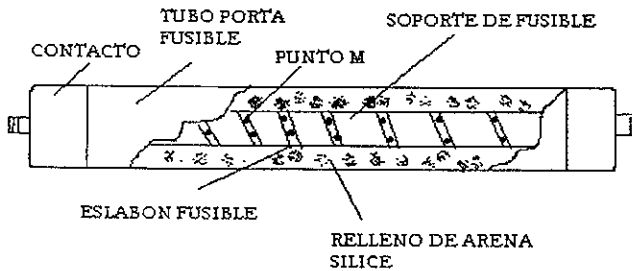


Figura 1.17. Corte de un fusible limitador de corriente.

El elemento fusible, se encuentra dentro de arena de sílice que centra el arco, eleva la presión y produce una elevación momentánea de la resistencia, la cual limita la corriente de corto circuito, limitando así el tiempo de interrupción hasta el primer semiciclo de la onda de corriente.

El elemento fusible, consta de uno o de varios elementos de plata en forma de alambre o cinta perforada. Estos elementos van enrollados helicoidalmente sobre un cilindro de porcelana que soporta altas temperaturas en el instante de la operación.

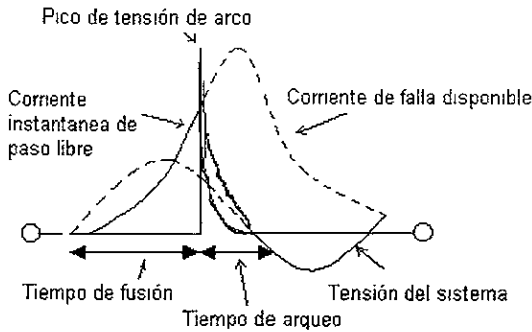


Figura 1.18. Oscilograma de operación de un fusible limitador de corriente.

En la figura 1.18. se muestra las curvas de corriente-tensión-tiempo de un fusible limitador de corriente, en donde se observa que el incremento de resistencia durante la fusión, causa un arco que provoca una diferencia de tensión muy grande entre los extremos del fusible, debido a la inductancia del circuito en que la corriente desaparece bruscamente.

Estos fusibles como no expulsan gases, se pueden instalar en lugares reducidos como tableros y su diseño se limita a que los picos de las sobretensiones no pase de 2.5 veces el valor nominal, para evitar operaciones continuas de los apartarrayos del sistema.

Los fusibles se llegan a utilizar con tensiones de hasta 115 kV, lo normal es usarlos en tensiones medias, por ejemplo, 15 kV y 200 MVA de capacidad de ruptura. Se utilizan en transformadores de potencia y de distribución.

#### F) Tierra física.

Las instalaciones deben contar con los medios efectivos para conectar a tierra todas aquellas partes metálicas del equipo eléctrico o otros elementos, que normalmente no conduzcan corriente y que están expuestos a energizarse sí ocurre un deterioro en el aislamiento de los conductores.

#### La conexión a tierra tiene como objetivo:

- a) Limitar las corrientes debidas a descargas eléctricas y fenómenos transitorios en el propio circuito.



- b) Contactos accidentales con líneas de mayor tensión.
- c) Limitar la tensión a tierra del circuito durante su operación normal.

Como se sabe una corriente eléctrica que circula por el cuerpo humano puede producir un efecto más o menos grave e inclusive la muerte según la intensidad, duración, su naturaleza y las condiciones en que se encuentre la persona.

Tabla 1.8. Efectos aproximados de la corriente sobre el cuerpo humano

Corriente en mA, a 60 Hz	Efectos sobre el cuerpo humano
1 - 2	No provoca ningún disturbio
2 - 3	Se advierte una contracción creciente
3 - 10	Produce en los músculos contracciones involuntarias
10 - 20	Los músculos se ponen rígidos ante la imposibilidad de soltarse
20 - 40	Se produce asfixia
40 - 80	Con duración de un segundo resulta mortales

### Tipos de las conexiones a tierra por función que realiza.

#### 1.-Conexión de Tierra para protección.

Es necesario conectar eléctricamente al suelo aquellas partes de las instalaciones eléctricas que no se encuentran sujetas a voltaje, pero que pueden tener diferencias de voltaje a causa de fallas accidentales, son todos los soportes metálicos de equipos y aparatos.

#### 2.-Conexión a Tierra para funcionamiento.

Esta conexión a tierra es con el fin de mejorar el funcionamiento, la regulación y tener mayor seguridad en la operación en determinados punto de una instalación eléctrica, como por ejemplo los neutros de los alternadores, de los transformadores, en los devanados conectados en estrella, la conexión a tierra de los soportes apartarrayos y algunos otros.

### 3.-Conexión a Tierra para trabajo.

Esta conexión a tierra es temporal y se realiza en la instalación eléctrica para desarrollar actividades de trabajo como son de mantenimiento, ampliaciones y reparaciones, etc., poniendo fuera de servicio partes de esta instalación con el fin que sean accesibles y sin peligro para el trabajo.

Este peligro se reduce estableciendo una conexión a tierra conveniente.

El problema en el mantenimiento de una conexión a tierra consisten mantener una resistencia de tierra mínima por lo que existen varios factores que la determinan como son:

a) Factor de terreno.

- Clase de terreno

La clase de terreno es de primer importancia para un buen sistema de tierras. Por ejemplo se tiene:

Clases del terreno	Resistencia Ohm-m	Comparación con el cobre
Suelo pantanoso	50	29 veces
Tierra de labor	100	57
Tierra de arcilla	100	57
Tierras arenosa	600	342
Suelo guijarroso	1000	570
Suelo rocoso	3000	1710

- Humedad del terreno

Cuanto mayor sea la humedad se reducirá la resistencia del terreno lo cual será mejor especialmente cuando la humedad es superior al 15 %.

- Salinidad del terreno

Al aumentar la salinidad del terreno, la resistencia eléctrica del terreno disminuye. Para un buen sistema de tierras es conveniente tratar el terreno con sal común además ayuda a conservar la humedad del terreno.

- Temperatura del terreno.

Las temperaturas de 0 °C o menores, congelan el agua contenida en el terreno aumentando su resistencia eléctrica. La temperatura deseable es de 10 °C . Para evitar las temperaturas de congelación se recomienda enterrar los electrodos a una profundidad que alcance capas menos frías.

### c) Factor de los electrodos.

- Profundidad de los electrodos

La profundidad mínima de los electrodos de  $\frac{3}{4}$  de pulgada es de 2.5 metros, a mayor profundidad alcanzada por los electrodos será mejor y menor la resistencia eléctrica del sistema.

- Diámetro de los electrodos

El diámetro del electrodo puede ser de  $\frac{3}{4}$  de pulgada o mayor si es necesario, pero cuando mayor sea el diámetro del electrodo, disminuye la resistencia eléctrica de contacto lo cual es mejor.

- Separación de los electrodos

Para el electrodo de  $\frac{3}{4}$  de pulgada, enterrados a 3 metros, se ha observado que a partir de 2 metros de separación de los electrodos la resistencia eléctrica de la toma ya no disminuye notablemente. Para separaciones menores de 2 metros, la resistencia eléctrica se eleva mucho. Para fines prácticos se tomará una separación entre electrodos de 3 metros.

- Número de los electrodos

A medida que se ponen más electrodos, por el hecho de que la resistencia eléctrica de cada uno de ellos queda conectada en paralelo la resistencia total disminuye.

- Material de los electrodos

Para una buena conductividad de conexiones a tierra el material utilizado es normalmente cobre electrolítico con pureza de 99.9 %. La conductividad de la varilla aumenta considerablemente cuando tiene alma de acero de bajo contenido de carbón.

### ***Cálculo de la resistencia a tierra.***

La resistencia eléctrica de tierra  $R_T$  debe ser tal que limite la máxima caída de tensión  $V_T$ , que pueda aparecer entre la estructura y el suelo.

$$V_T = R_T I_T$$

La característica funcional de una puesta en tierra se entiende con los conceptos de tensión de paso y de contacto.

La tensión de paso  $V_p$ .- La tensión que pueda resultar entre el pie de una persona apoyado en el suelo a la distancia de un metro.

La tensión de contacto  $V_c$ .- La tensión a la cual una persona se puede ver sometido por contacto a una carcasa o una estructura.

Están propuestas una serie de formulas aproximadas que facilitan el trabajo del proyectista. Por ejemplo. Barra o varilla de longitud  $L$  y radio  $r$  (ambos en cm.) enterrada verticalmente:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left[ \ln \frac{4L}{r} - 1 \right]$$

donde:

$R$  – Resistencia a tierra en ohms

$\rho$  \_ Resistividad específica del suelo en ohms x cm

Datos necesarios para el diseño de una red de tierra.

- a) Corriente máxima de falla de tierra.
- b) Tiempo en que intervienen las protecciones.
- c) Valores máximos para las tensiones de paso y de contacto admitidos.
- d) Resistividad media del terreno.
- e) Perímetro externo del área de instalación.
- f) Área de la instalación.

Con el método anterior se obtiene solo la estimación del número de electrodos que se requiere, después de la instalación del sistema de tierras se debe de medir el valor de la resistencia de manera que si es demasiado alta se debe de agregar otros electrodos hasta obtener el valor deseado.

$$Na = Nc \left[ \left( \frac{Rm}{Rg} \right)^2 - 1 \right]$$

Na – número de electrodos por agregar

Nc – Número de electrodos colocados

Rm – Resistencia de tierra medida

Rg – Resistencia de tierra deseada

En Subestaciones la resistencia total del sistema de tierras deberá conservar el valor más bajo posible, los valores aceptables van desde 10 ohms hasta 1 ohm.

Para la medición del sistema de tierras se debe de incluir todos los elementos que forman el sistema de tierras (malla, electrodo y conductores de puesta en tierra), para reducir la resistencia total se puede aumentar el área total de la malla, reducir el espaciamento entre los conductores y usar un mayor número de electrodos.

## **G) Tablero de Baja Tensión.**

Es el elemento en donde se realizan las funciones de alimentación, de medición, de control, protección y transfieren circuitos primarios. Los tableros pueden ser de alta tensión y baja tensión.

Tableros de baja tensión son los que trabajan a una tensión no mayor de 1000 V de corriente alterna. Las tensiones nominales a la que trabaja son: 120 V, 240 V, 480 V, y 550 V.

Las corrientes nominales a la que trabajan son: 600 A, 1200 A, 2000 A, 3000 A, 4000A, y 5000 A.

Los tableros de alta tensión son los que trabajan a una tensión mayor de 1000 V de corriente alterna. Las tensiones nominales a la que trabajan son: 2400 V, 4160V, 7200 V, 13800 V, 23000 V y 34500 V.

Las corrientes nominales para tableros de alta tensión para corriente alterna son: 600 A, 1200 A, 2000 A, 3000 A, 4000 A y 5000 A.

Especificaciones y condiciones de servicio.

Los tableros que utilizan aire como medio aislante y refrigerante deberán ser adecuados para operar en el interior hasta 1000 m.s.n.m. y a una temperatura no mayor de 40 °C

En caso de que opere a una altitud mayor ó una temperatura más elevada en estas condiciones se consideran como especiales y se deben de indicar al fabricante.

Además se debe de especificar si estará a la intemperie o no, si va estar expuesto a salpicaduras de agua o lodo, si hay presencia de humos o vapores corrosivos, si se tienen vapores de agua o de aceite.

La protección de los circuitos trifásicos de 3 ó 4 hilos debe de ser por lo mínimo de 3 dispositivos de conexión (uno por cada fase). Los dispositivos de protección deben de ser fusibles, unidades de disparo o relevadores.

### *Elementos que forman el tablero eléctrico.*

Los elementos principales que forman el tablero son:

**Gabinete:** Los gabinetes son las cajas metálicas o blindadas que tienen por objeto montar el equipo eléctrico, protegerlo de la intemperie.

**Barras:** Las barras son los elementos de conexión entre el interruptor principal o general y los derivados.

**Interruptores:** Hay tres tipos de interruptores: el termomagnético en caja de plástico, el electromagnético y el de navajas.

El interruptor termomagnético se utiliza con mucha frecuencia debido a que es un dispositivo de construcción compacta que realiza funciones de conexión y desconexión, protegen contra corto circuito y contra sobrecarga en instalaciones de baja tensión (hasta 600 V).

La capacidad interruptiva o potencia máxima de corto circuito, que puede soportar el termomagnético está limitada por:

- a) La separación de los contactos en posición abierta.
- b) El tiempo en que tarda en abrirse y llegar a la separación máxima.
- c) La capacidad de la cámara de extinción para enfriar los gases del arco.

A pesar de la garantía del fabricante de que sus aparatos cumplen con las especificaciones, se requiere que cada interruptor tenga un respaldo.

**Relevadores electromagnéticos.** Son elementos sensores que operan por la interacción de flujos electromagnéticos, producidos por diversos núcleos o trayectorias magnéticas por corrientes proporcionales a las corrientes o voltajes de los circuitos que se desea vigilar.

### *Transformadores para instrumento*

Se denomina transformadores para instrumento los que se emplean para alimentación de equipos de medición, control y protección. Los transformadores para instrumento se dividen en dos clases:

- a) Transformadores de corriente.
- b) Transformadores de potencial.

#### *Transformadores de corriente.*

Se conoce como transformador de corriente aquel cuya función principal es cambiar el valor de la corriente de un valor elevado a otro con el que se pueda alimentar instrumentos de medición, control y protección, como amperímetro, wáttmetros, instrumentos registradores, relevadores de sobrecorriente, etc.

Su construcción es semejante a la de cualquier tipo de transformador. La capacidad de estos es muy baja, se determina sumando las capacidades de los instrumentos que se va alimentar y puede ser de 15, 30, 50, 60 y 70 VA.

Estos instrumentos son generalmente de tamaño reducido y el aislamiento que se emplea en su construcción tiene que ser de muy buena calidad, pueden ser de resina sintética, aceite o líquidos no inflamables (pyranol, clorexol, etc.)

Hay transformadores de corriente que operan con valores relativamente bajos; estos transformadores pueden construirse sin devanado primario. En este caso los transformadores se les denomina transformadores tipo dona.

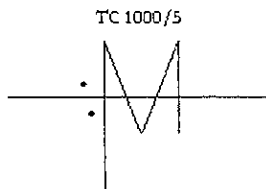


Figura 1 19. Representación de un transformador de corriente en un diagrama unifilar



La relación de transformación son de diferentes valores, pero la corriente en el devanado secundario normalmente es de 5 amperes.

### ***Transformador de potencial.***

Se denomina transformador de potencial aquel cuya función principal es transformar los valores de voltaje sin tomar en cuenta la corriente. Estos transformadores sirven para alimentar instrumentos de medición, control o protección que requieren señal de voltaje.

Se construyen para diferentes relaciones de transformación, pero el voltaje en el devanado secundario es normalmente 115 Volts.

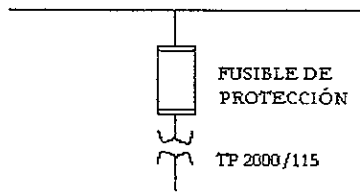


Figura 1.20. Representación de un transformador de potencial en un diagrama unifilar.

La clase de precisión que utilizan es de 0.5 para alimentar instrumentos de medición normal como son amperímetros, voltímetros, wáttmetro, barómetro, etc.

Los transformadores para instrumentos que pertenecen a esta clase son empleados normalmente para alimentar instrumentos de protección como son relevadores; la tolerancia permitida en esta clase es de 2.5 al 10 %.

Especificaciones para transformadores de instrumentos:

Función a desempeñar

Relación de transformación

Tensión de operación (para TC)

Clase de precisión y tolerancia.

Colocación de boquillas ( para TP en subestaciones a al intemperie).

Tabla 1.9. Valores comerciales de transformadores de corriente.

Capacidad	De 0.6 a 50 VA
Precisión	De 0.1 a 3 % de valor nominal
Fabricación	Hasta 13.8 kV en tipo seco; para mayores voltajes el dieléctrico es aceite u otro semejante.

Tabla 1.10. Valores comerciales de transformadores de potencial.

Capacidad:	De 0.6 a 50 VA
Precisión:	De 0.1 a 3 % de valor nominal
Fabricación:	Hasta 13.8 ó 23 kV en tipo seco; para mayores voltajes el dieléctrico es aceite u otro semejante.

Relaciones comerciales de transformación 220/115, 480/115, 750/115, 1200/115, 2400/115, 4160/115, 7200/115, 23000/115 y 34000/115.

## II. EL MANTENIMIENTO

### 2.1. Definición.

Mantenimiento es el conjunto de actividades desarrolladas con objeto de tener los bienes físicos de una Empresa en condiciones de funcionamiento económico.

Los objetivos del mantenimiento son:

- Preservar el valor de los bienes físicos.
- Maximizar la disponibilidad de los bienes físicos e Incrementar la eficiencia, eficacia y fiabilidad de los bienes físicos.
- Minimizar los costos de operación, reduciendo los costos totales a lo largo de la vida 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 riesgo.

### 2.2. Tipos de Mantenimiento.

La Sociedad Mexicana de Mantenimiento A.C. establece la clasificación más simple de tipos de mantenimiento, en base a su política de aplicación.

#### *Mantenimiento Correctivo.*

Mantenimiento Correctivo es la eliminación de las fallas a medida que éstas se presentan o se hacen inminentes.

Las tareas que se desarrollan en este tipo de Mantenimiento son fundamentalmente la Reparación y el Reemplazó.

Su implantación es fácil y barata, ya que no se requiere de análisis, estudios y/o trabajos previos. Es decir no se hace nada esta que no se presente la falla.

La desventaja del Mantenimiento Correctivo 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 en 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. Pretender eliminar estas desventajas del Mantenimiento Correctivo, sin efectuar un mantenimiento sustentado técnicamente, originaría sobre inventarios y exagerando equipamiento de respaldo.

### ***Mantenimiento Preventivo.***

Mantenimiento Preventivo es la detección de las posibles fallas y su corrección antes del tiempo en que se habrían presentado, o bien se hace la corrección de la falla en su fase inicial.

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

En el Mantenimiento Preventivo se incluyen los niveles:

1. Mantenimiento Programado (Sistemático). En el Mantenimiento Preventivo las tareas deben de ser efectuadas en base a la planeación de la Empresa, su organización, un programa establecido y un adecuado control de su desarrollo. Es decir Administración del Mantenimiento.

Con el advenimiento de la computadora se revitalizó al Mantenimiento y se estableció un Mantenimiento Programado, estático al inicio y muy dinámico posteriormente.

2. Mantenimiento de Mejoras. En éste se desarrolla la Ingeniería necesaria para reducir el mantenimiento requerido, "modificando" el diseño original.

Frecuentemente se emplea la ingeniería inversa para realizar el Mantenimiento de Mejora. Esto es, a partir del estudio y análisis del elemento (operación, material, dimensiones, fabricación) se deduce su ingeniería básica.

3. Mantenimiento Creativo. En este mantenimiento se determinan las bases para la inventiva, creatividad e investigación. Se trasciende más allá de la modificación del diseño.

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

- a) Diagnóstico del estudio del bien físico.
- b) Tiempo de servicio.
- c) Condiciones de operación mediante, análisis de ingeniería, información estadística, resultados de la inspección.

En este tipo de Mantenimiento es imprescindible, para apoyo de la inspección, del uso del equipo de control supervisorio.

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 de fiabilidad respecto a la establecida como referencia, en función de la naturaleza de la desviación del comportamiento normal del bien físico y su demanda de operación.

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

5. Mantenimiento Total. Es el desarrollo del Mantenimiento a través de la participación activa de todo el personal de la empresa y la mejora del bien físico como consecuencia de su aplicación.

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

### ***Mantenimiento Rutinario.***

Mantenimiento Rutinario es el conjunto de tareas repetitivas de servicio, dentro del Mantenimiento, realizadas en un bien físico. De hecho este mantenimiento Rutinario debe crear hábito. Generalmente este Mantenimiento es efectuado por el personal de operación y/o producción.

### **2.3. Tareas del Mantenimiento.**

Para cumplir con el objetivo fundamental del mantenimiento se requiere realizar diferentes actividades físicas (tareas), dentro de las cuales se consideran como básicas a las siguientes:

#### ***Servicio.***

Servicio es mantener la buena apariencia y adecuado funcionamiento de los bienes físicos, la higiene del personal y seguridad de la empresa.

Por sus características de desarrollo, periodicidad y costumbre, a esta tarea se le considera como el Mantenimiento Rutinario y se presenta tanto en el Mantenimiento Preventivo como en el Correctivo.

Dentro de las tareas de servicio se consideran entre otras: ajuste, apriete, Calibración, carga de fluidos, control de plagas y roedores desinfección, jardinería, limpieza, lubricación, pintura, protección contra la corrosión, recubrimiento y secado.

#### ***Cambio.***

Cambio o reemplazo es establecer el adecuado funcionamiento de los bienes físicos al reemplazar los elementos que han fallado, están defectuosas y/o su vida útil y/o vida económica ha concluido. Es importante clasificar los bienes físicos y sus partes para su cambio ya sean reparables, no reparables, de rotación y recambio.

#### ***Reparación.***

Reparación es restablecer el adecuado funcionamiento de los bienes físicos mediante la corrección de las fallas.

Esta tarea previa a su realización, debe de ser justificada técnica y económicamente.

Reparación es la principal tarea del Mantenimiento, por lo que se tienen diferentes tipos de reparación:

Reparación Menor. Es la tarea de restablecer las condiciones adecuadas de operación.

Reparación Mayor. La podemos dividir en:

Rehabilitación. Es el desarrollo integral del mantenimiento. (Es una reconstrucción parcial).

Reconstrucción. Es la tarea tendiente a restablecer, a un nivel predeterminado, las funciones del bien al termino de su vida útil nominal.

### ***Inspección.***

La inspección tiene por objetivo la detección de las fallas potenciales en cualquier de sus etapas.

Dentro de esta tarea se considera:

- a) Comprobación. Es la acción de inspección en la cual se compara la operación de un bien, contra parámetros determinados por las especificaciones de diseño, normas, datos contractuales o valores preestablecidos.
- b) Revisión. Es la acción de inspección en la cual se observa el estado del equipo, en la puesta en servicio en forma pasiva, sin retirar elementos.
- c) Verificación. Es la acción en la inspección de medir para asegurar la correcta puesta en servicio del equipo.

Se requiere capacitar al personal para realizar una Inspección Especializada.

Los elementos básicos para la inspección son lo que definen las características de operación del bien físico ya sea simplemente midiendo, registrando, o bien calibrando, activando los elementos de protección, detección y operación.

### **Modificación.**

Modificación es reducir o eliminar las fallas repetitivas mediante a la alteración del diseño original.

Esta tarea requiere de un importante respaldo de ingeniería, para alterar el diseño original con base técnicas sólidas. Las fuente más importantes de información son: Operarios e Inspección.

A través de la Modificación se capitaliza la experiencia del personal de aplicación (operación y mantenimiento) de los bienes físicos.

Podemos resumir algunas actividades del mantenimiento en las siguiente tablas:

Tabla 2.1. Recursos básicos del Mantenimiento.

**Bitácora:**

- Documentación de fallas.
- Expedientes indicando sus reparaciones.

**Equipo de medición y Prueba.**

**Información técnica.**

**Ingeniería:**

- Recursos propios de la empresa.
- Respaldo de contratistas.
- Corresponsable de obra.

**Medidas de seguridad.**

- Equipo de seguridad. (guantes para alta tensión, cascos, pérdigas etc).
- Cartelones de aviso. (equipo peligroso, aterrizaje del equipo).
- Emplear materiales seguros.
- Disponer de protecciones eléctricas.

**Personal capacitado:**

- Lista de personal autorizado para cerrar interruptores de alimentadores y de los equipos principales

**Procedimientos (manual de mantenimiento).**

- Secuencia para librar los circuitos y equipos
- Lista de verificación de campo (check-list).
- Secuencia de verificación y pruebas.
- Inventario de materiales y refacciones.



Tabla 2.2. Tareas principales en el Mantenimiento Eléctrico.

Servicio:

- Secado ( Por humead).
- Apriete.
- Limpieza (Por insectos, polvo, suciedad).
- Antifricción.

Inspección.

- Aislamientos.
- Ajustes.
- Arqueos.
- Caída de tensión.
- Capacidad de carga.
- Continuidad.
- Detección de tierras.
- Pruebas.
- Regulación de voltaje.
- Temperatura.
- Vigilancia o monitoreo.

Cambio:

- Aislamientos.
- Elementos que han fallado o concluido su vida.
- Fusibles.

Modificación.

- Aislamientos.
- Conductividad.
- Cubiertas de protección.
- Protecciones eléctricas.

Reparación:

- Menores (dentro el M.E P.)
- Mayores

Tabla 2.3. Información técnica del Mantenimiento Eléctrico Preventivo

Capacidad de carga.  
Diagrama esquemático.  
Diagrama Unifilar.  
Manual de operación.  
Manual de mantenimiento.  
Planos de proyecto.  
Lista de partes.  
Lista de verificación.  
Reportes y análisis de fallas.  
Boletines.

Tabla 2.4. Inspección de Mecanismos.

Correcta apertura y cierre:  
Ajuste.  
Checar libertad de movimiento.  
Fricción en partes móviles.  
Lubrique de acuerdo a las recomendaciones del fabricante, (no en exceso).  
Pérdida de alguna pieza, como tornillos, chavetas, anillos de retención.  
Detección de posibles sobrecalentamientos.  
Estado de las superficies de contacto:  
Deben de limpiarse minuciosamente dejándolas libre de óxidos y la corrosión.  
Acoplamiento (embonamiento) de los contactos.  
Presión de los contactos.  
Presencia de flamazos en los aisladores.  
Revisión del equipo en conjunto.  
En los ciclos de apertura y cierre.

### III. NORMA OFICIAL MEXICANA

#### 3.1 Norma Oficial Mexicana NOM- 001-SEDE- 1999.

La Norma Oficial Mexicana NOM-001-1999 establece las disposiciones generales con que debe de contar una Instalación Eléctrica (Utilización) para responder a las necesidades técnicas y ofrecer condiciones adecuadas de seguridad a las personas y sus propiedades en lo referente a choques eléctricos, sobrecorrientes, corrientes de corto circuito, etc.

Por lo que la seguridad en el manejo de la corriente eléctrica no debe de pasarse por alto ya que no importa de que intensidad sea, ya que esta bajas intensidades pueden causar graves daños si las condiciones del lugar son adversas y peligrosas. Por lo que el seguir las disposiciones de la NOM garantiza el uso de la energía eléctrica en forma segura.

El manejo de la energía eléctrica debe de estar supervisado por personal capacitado y el Ingeniero debe de tomar esta responsabilidad, asegurándose de que los sistemas eléctricos sean construidos y operados de manera tal que protejan a los empleados, a la instalaciones de la empresa y al publico en general, asegurarse de la correcta aplicación de NOM.

Por lo que en este capítulo se destino a las Normas Oficial Mexicana relacionada a la subestaciones en donde las tensiones que se manejan son grandes que vienen siendo por lo general para subestaciones eléctricas compactas de 13.2 kV, 23 kV, 34.5 kV, etc. por lo que cualquier error que se cometa acarrearía graves consecuencias tanto de vidas humanas como de bienes materiales. Por lo que se citan dos artículos el Artículo 924-Subestaciones y el Artículo 921-Puesta Tierras en su apartado D. Subestaciones y algunos artículos del apartado A. Disposiciones generales.

La Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999 fue publicada el día 27 de septiembre de 1999 en el Diario Oficial.

## A. Artículo 924 – Subestaciones.

**924-1 Objetivo y campo de aplicación.** Este artículo tiene requisitos que se aplican a subestaciones de usuarios (véase 110-30 y 110-31), y las instalaciones que forman parte del sistema instalado en la vía pública.

Estos requisitos se aplican a toda instalación, en el caso de instalaciones temporales (que pueden requerirse en el proceso de construcción de fábricas o en subestaciones que están siendo reestructuradas o reemplazadas), la autoridad competente puede eximir al usuario del cumplimiento de algunos de estos requisitos, de acuerdo con la justificación que exista de ello y siempre que se obtenga la debida seguridad por otros medios.

**924-2 Medio de desconexión general.** Toda subestación debe de tener en el lado del primario (acometida), un medio de desconexión general. El medio de desconexión general debe de ser de operación simultánea para las subestaciones siguientes.

a) Compactas.

Excepción: En subestaciones compactas con un solo transformador que requieren ampliarse y no cuentan con espacio suficiente, se permite colocar un segundo transformador en el mismo medio de desconexión general, siempre que tenga su propio medio de protección.

b) Abierta o pedestal mayores a 500 kV.

**924-3 Resguardo de locales y espacios.** Los locales y espacios en que se instalan subestaciones deben de tener restringido y resguardado su acceso; por medio de cerca de tela de alambre, muros o bien en locales especiales para evitar la entrada a personas no calificadas. Los resguardos deben de tener una altura mínima de 2,10 m.

Excepción: En subestaciones tipo pedestal y compactas es suficiente una delimitación del área.

**924-4 Condiciones de los locales y espacios.** Los locales donde se instalan subestaciones deben de cumplir con lo siguiente:

- a) Deben de estar hechos de material no-combustible.
- b) No deben de emplearse como almacenes, talleres o actividades que no esté relacionadas con el funcionamiento y operación del equipo.
- c) No debe de haber polvo o pelusas combustibles en cantidades peligrosas ni gases inflamables o corrosivos.

d) Deben de tener ventilación adecuada, para que el equipo opere a su temperatura nominal y para minimizar, los contaminantes en el aire bajo cualquier condición de operación.

e) Deben de mantenerse secos.

**924-5 Instalación de alumbrado.** Los niveles de iluminación mínima sobre la superficie de trabajo, para locales o espacios, se muestra en la tabla 924-5, véase adicionalmente lo indicado en 110-34(d).

Tabla 924-5. Niveles mínimos de iluminación requeridos

Tipo de lugar	Iluminación (Ix)
Frente de tableros de control con instrumentos, diversos e interruptores, etc.	270
Parte posterior de los tableros o área dentro de los tableros "dúplex"	55
Pupitres de distribución o de trabajo	270
Cuarto de baterías	110
Pasillos y escaleras (medida el nivel de piso)	55
Alumbrado de emergencia, en cualquier área	11
Área de maniobra	160
Áreas de tránsito de personal y de vehículos	110
General	22

Excepción 1: No se requiere de iluminación permanente en celdas de desconectores y pequeños espacios similares ocupados por aparato eléctricos.

Excepción 2: Las subestaciones de usuarios de tipo poste o pedestal quedan excluidas de los requerimientos a que se refiere esta sección y puede considerarse, iluminadas con alumbrado existente para otras áreas adyacentes.

a) **Receptáculos y unidades de alumbrado.** Los receptáculos para conectar aparatos portátiles deben de situarse de manera que, al ser utilizados no se acerque de manera peligrosa a cordones flexibles o a partes vivas.

Las unidades de alumbrado deben de situarse de manera que puedan ser controladas, repuestas y limpiadas desde lugares de acceso seguros. No debe de instalarse usando conductores que cuelguen libremente y que puedan moverse de modo que hagan contacto con partes vivas de equipo eléctrico

- b) Circuito independiente. En subestaciones, el circuito para alumbrado y receptáculos deben de alimentar exclusivamente estas cargas y tener protección adecuada contra sobrecorrientes independiente de los otros circuitos.
- c) Control de alumbrado. Con el objeto de reducir el consumo de energía y facilitar la visualización de fallas en el área de equipos, barras y líneas, el alumbrado debe de permanecer al mínimo valor posible, excepto en el momento de maniobras.
- d) Eficiencia. Para optimizar el uso de la energía, se recomienda proporcionar mantenimiento e inspeccionar las luminarias y sus conexiones.

#### **924-6 Pisos, barreras y escaleras.**

- a) Pisos. En la subestaciones los pisos deben de ser planos, firmes y con superficies antiderrapantes, se debe de evitar que haya obstáculos en los mismos. Los huecos, registros y trincheras deben de ser tapadas adecuadas.

Los pisos deben de tener una pendiente (se recomienda una mínima de 2.5%) hacia las coladeras del drenaje.

- b) Barreras. Todos los huecos en el piso que no tengan tapa o cubiertas adecuadas y las plataformas de más de 50 cm de altura, deben de estar provistos de barreras, 1,20 m de altura, como mínimo. En lugares donde se interrumpe una barrera junto a un espacio de trabajo, para dar acceso a una escalera, debe colocarse otro tipo de barrera (reja, cadena).

- c) Escaleras. Las escaleras que tengan cuatro o más escalones deben de tener pasamanos. Las escaleras con menos de cuatro escalones deben de distinguirse convenientemente de áreas adyacentes, con pintura de color diferente u otro medio. No debe de utilizarse escaleras tipo marino, excepto en bóvedas.

**924-7 Accesos y salidas.** Los locales y cada espacio de trabajo deben tener un acceso y salida libre de obstáculos.

Si la forma del local, la disposición y características del equipo en caso de un accidente pueden obstruir o hacer inaccesible la salida, el área deben estar iluminada y debe proveer un segundo acceso y salida, indicando una ruta de evacuación.

La puerta de acceso y salida de un local deben de abrir hacia fuera y estar provista de un seguro que permita su apertura desde adentro. En subestaciones interiores, cuando no exista espacio suficiente para que el local cuente con puerta de abatimiento, se permite el uso de puerta corredizas, siempre que éstas tengan claramente marcado su sentido de apertura y se mantenga abiertas mientras haya personas dentro del local.

La puerta deben tener fijo en la parte exterior y en forma completamente visible, un aviso con la leyenda:

“PELIGRO ALTA TENSIÓN ELÉCTRICA”.

**924-8 Protección contra incendio.** Independientemente de los requisitos y recomendaciones que se fijen en esta sección, debe de cumplirse la reglamentación en manera de prevención de incendio.

a) Extintores. Deben de colocarse extintores, tantos como sean necesarios en lugares convenientes y claramente marcados, situando dos cuando menos, en puntos cercanos a la entrada de las subestaciones Para esta aplicación se permiten extintores de polvo químico seco. En subestaciones de tipo abierto o pedestal instalados en redes de distribución no se requiere colocar extintores de incendio.

b) Sistemas integrados. En tensiones eléctricas mayores de 69 kV, se recomienda el uso de sistemas de protección contra incendios tipo fijo que operen automáticamente por medio de detectores de fuego que, al mismo tiempo, accione alarmas.

c) Contenedores para aceite. En el equipo que contenga aceite, se deben tomar alguna o algunas de las siguientes medidas:

1) Proveer medios adecuados para confinar, recoger y almacenar el aceite que pudiera escaparse del equipo, mediante recipientes o depósitos independientes del sistema de drenaje.

2) Construir muros divisorios, de tabique o concreto, entre transformadores y entre estos y otras instalaciones vecinas, cuando el equipo opere a tensiones eléctricas iguales o mayores a 69 kV.

3) Separar los equipos en aceite con respecto a otros aparatos, por medio de barreras incombustibles o bien, por una distancia suficiente para evitarla proyección de aceite incendiado de un equipo hacia los otros aparatos.

**924-9 Localización y accesibilidad.**

a) Los tableros deben colocarse donde el operador no esté expuesto a daños por la proximidad de partes vivas o partes de maquinaria o equipo en movimiento.

b) No debe de haber materiales combustibles en las cercanías.

c) El espacio alrededor de los tableros debe de conservarse despejado y no usarse para almacenar materiales, de acuerdo con lo indicado en 710-40.

d) El equipo de interruptores debe estar dispuesto de forma que los medios de control sean accesibles al operador.

**924-10 Dispositivo general de protección contra sobrecorriente.** Toda subestación debe tener en el lado primario, un dispositivo general de protección contra sobrecorriente para la tensión eléctrica y corriente del servicio, referentes a la corriente de interrupción y a la capacidad nominal o ajuste de disparo, respectivamente.

En subestaciones de dos o más transformadores, o subestaciones receptoras con varias derivaciones para transformadores remotos u otras cargas, véase 380-22.

Excepción: En ampliaciones subestaciones compactas aplicar la Excepción de 924-2.

**924-11 Requisitos generales del sistema de protección del usuario.** La protección del equipo eléctrico instalado en la subestación de un usuario no debe depender del sistema de protección del suministrador.

Las fallas por cortocircuito en la instalación del usuario no deben ocasionar la apertura de las líneas suministradoras, lo cual puede afectar el servicio a otros usuarios, para tal fin el usuario debe consultar con el suministrador con el objeto de obtener la coordinación correspondiente.

**924-12 Equipo a la intemperie o en lugares húmedos.** En instalaciones a la intemperie o en lugares húmedos, el equipo debe estar diseñado y construido para operar satisfactoriamente bajo cualquier condición atmosférica existente.

**924-13 Consideraciones ambientales.**

a) Las subestaciones con tensiones eléctricas mayores a 69 kV deben considerarse con limitación de los esfuerzos sísmicos y dinámicos que soporta los equipos a través de sus conexiones.

b) Los equipos deben de ser capaces de soportar los esfuerzos sísmicos que se les transmiten del suelo a través de sus bases de montaje y que resultan de las componentes de carga vertical y horizontal, más la ampliación debida a la vibración resonante.

c) El proyecto de las subestaciones urbanas con tensión eléctrica mayores de 69 k V deben de considerar el efecto del impacto ambiental, de manera que sus inconvenientes se reduzcan a un nivel tolerable.

En las subestaciones ubicadas en áreas urbanas se debe de tomar medidas tendientes a limitar el ruido audible a 60 dB.

d) No se permite gasolineras a menos de 100m del perímetro de las subestaciones mayores de 34,5 kV.



**924-14 Instalación y mantenimiento del equipo eléctrico.** El equipo de las subestaciones debe de ser instalado y mantenido para reducir al mínimo los riesgos de accidentes del personal, así como consumo de energía.

a) Equipo de uso continuo. Antes de ser puesto en servicio, debe de comprobarse que el equipo eléctrico cumple con los requisitos establecidos en los diferentes Artículos aplicables de esta NOM.

Posteriormente, deben de ser mantenido en condiciones adecuadas de funcionamiento, haciendo inspecciones periódicas para comprobarlo. El equipo defectuoso debe de ser reparado o reemplazado.

b) Equipo de uso eventual. Se recomienda que el equipo o las instalaciones que se usen eventualmente, sean revisados y probados antes de usarse en cada ocasión.

Los equipos deben de soportarse y fijarse de manera consistente a las condiciones de servicio esperadas. Los equipos pesados como transformadores quedan asegurados por su propio peso, pero aquellos donde se producen esfuerzos por sismos o fuerzas dinámicas durante su operación, pueden requerir medidas adicionales Véase 924-13.

**924-15 Partes con movimiento repentino.** Todas las partes que se muevan repentinamente y que puedan lastimar a personas que se encuentren próximas, deben de protegerse por medio de resguardos.

**924-16 Identificación del equipo eléctrico.** Para identificar al equipo eléctrico en subestaciones se recomienda pintarlo y numerarlo, usando placas y etiquetas o algún otro medio que permita distinguirlo fácilmente, tanto respecto a su funcionamiento como al circuito al que pertenece. Es conveniente establecer un método de identificación uniforme en todo el equipo instalado en una subestación o en un grupo de instalaciones que correspondan a un mismo usuario.

Esta identificación no debe colocarse sobre cubiertas removibles o puertas que puedan ser intercambiadas

**924-17 Transformadores de corriente.** Los circuitos secundarios de los transformadores de corrientes deben tener medios para ponerse en cortocircuito y conectarse a tierra simultáneamente. Cuando existan relación múltiple y con salidas no conectadas, éstas se deben poner en cortocircuito.

**924-18 Protección de los circuitos secundarios de los transformadores para instrumentos.**

a) Conexión de puesta a tierra. Los circuitos secundarios de transformadores para instrumentos (transformadores de corriente y de potencial) deben de tener una referencia efectiva y permanente de puesta a tierra.. Véase 250-121.

b) Protección mecánica de los circuitos secundarios cuando los primarios operen a más de 6600V.

Los conductores de los circuitos secundarios deben de alojarse en tubo (conduit) metálico permanentemente puesto a tierra, a menos que estén protegidos contra daño mecánico y contra contacto de personas.

**924-19 Instalación de los transformadores de potencia y distribución.** Los requisitos siguientes se aplican a transformadores instalados a nivel de piso, en exteriores o interiores:

a) Instalación. Debe de cumplirse las disposiciones establecidas en 450-8.

b) Transformadores que contengan aceites. En la instalación de transformadores que contengan aceite deben de tener en cuenta las recomendaciones sobre protección contra incendio que se indican en 924-8.

c) Edificios de subestaciones. En edificios que no se usen solamente para subestaciones, los transformadores deben de instalarse en lugares especiales destinados a ello de acuerdo con lo indicado en 450-9 y que sean solamente accesibles a personal calificado.

d) Selección de los transformadores. Deben de trabajar lo más próximo a 100% de su capacidad.

**924-20 Medio aislante.** Debe de cumplirse las medidas siguientes:

a) Cumplir con lo establecido en 450-25 y en áreas peligrosas, deben de cumplir adicionalmente con el capítulo 5.

b) Los líquidos aislantes deben de ser biodegradables, no dañinos para la salud.

**924-21 Ajuste de la protección contra sobrecorrientes.** La protección contra sobrecorrientes de transformadores (excepto de medición y control) debe de cumplir con lo establecido 450-3.

**924-22 Locales para baterías.** Los locales deben de ser independientes con un espacio alrededor de las baterías para facilitar el mantenimiento pruebas y reemplazo de celdas, cumpliendo con lo siguiente:

a) Local independiente. Las baterías se deben de instalar en un local independiente.

Dentro de los locales deben de dejarse un espacio suficiente y seguro alrededor de las baterías para la inspección, el mantenimiento, las pruebas y reemplazo de celdas.

b) Conductores y canalizaciones. No deben de instalarse conductores desnudos en lugares de transito de personas, a menos que se coloquen en partes altas para quedar protegidos. Para instalar los conductores aislados puede usarse canalización metálicas con tapa siempre que están debidamente protegidos contra la acción deteriorante del electrolito.

En los locales para las baterías, los conductores con envolturas barnizadas no deben de usarse.

c) Terminales. Si en el local de las baterías se usan canalizaciones u otras cubiertas metálicas, los extremos de los conductores que se conecten a las terminales de las baterías deben de estar fuera de la canalización, por lo menos a una distancia de 30 cm de las terminales, y resguardarse por medio de una boquilla aislante.

El extremo de la canalización debe de aislarse herméticamente para no permitir la entrada del electrolito.

d) Pisos. Los pisos de los locales donde se encuentran baterías y donde sea probable que el ácido se derrame y acumule, deben de ser de material resistente al ácido o estar protegido con pintura resistente al mismo. Debe de existir un colector para contener los derrames de electrolito.

e) Equipo de calefacción. No deben de instalarse equipo de calefacción de flama abierta o resistencias incandescente expuestas en el local de las baterías.

f) Iluminación. Los locales de las baterías deben de tener una iluminación natural adecuada durante el día.

En los locales para baterías, se deben de usar luminarias con portalámparas a prueba de vapor y gas protegidos de daños físicos por barreras o aislamientos. Los receptáculos y apagadores deben de localizarse fuera del local.

#### **924-23 Puesta a tierra.**

Para disposiciones de puesta a tierra véase el artículo 921.

## **B. ARTICULO 921-Puesta a Tierra.**

**921-1 Disposiciones generales.** El objeto de este Artículo es proporcionar métodos prácticos de puesta a tierra, como uno de los medios de salvaguardar al público y a los operarios del daño que pudiera causar el potencial eléctrico en las líneas de servicio público de energía eléctrica. Este artículo se refiere a los métodos para conectar a tierra los conductores y el equipo de las líneas eléctricas y de comunicación; los requisitos que establecen en que casos estos elementos deben de estar conectados a tierra se encuentran en otras secciones de esta NOM.

Algunas de las conexiones a tierra aquí indicadas que estarán ubicadas en las plantas generadoras o en las subestaciones, deben de considerarse como se indica en otras partes del artículo 250.

### **921-2 Definiciones**

**Electrodo:** cuerpo metálico o conjunto de cuerpos conductores agrupados, en contacto último con el suelo y destinado a establecer una conexión con el mismo.

**Guarda:** elemento protector contra contacto a un conductor eléctrico.

**921-3 Medición de la resistencia del sistema de tierra.** La medición de la resistencia de tierra, debe de efectuarse desconectándose el sistema de neutro corrido al suministrador, en su caso.

**921-4 Puesta a tierra durante reparaciones.** El equipo o conductores que operen a más de 600 V entre fases y que se deban de reparar cuando se desconecte de su fuente de abastecimiento, debe de conectarse a tierra, antes y durante la operación.

### **921-5 Puntos de conexión del conductor de puesta a tierra en sistema de corriente c.c.**

- a) Hasta de 750 V. En sistemas de corriente c.c. hasta de 750 V, que requieran estar conectados a tierra, la conexión debe de hacerse sólo en la fuente de alimentación. Para sistemas de tres hilos, esta conexión debe de hacerse al neutro.
- b) Más de 750 V. En sistema de c.c. de más de 750 V, que requieran estar conectados a tierra, la conexión debe de hacerse tanto en la fuente de alimentación como en los centros de carga. Esta conexión debe de hacerse al neutro del sistema. El electrodo de tierra puede estar ubicado dentro o externamente a los centros de carga.

**921-6 Corriente eléctrica en el conductor de puesta a tierra.** Los puntos de conexión de puesta a tierra deben estar ubicados en tal forma que, bajo condiciones normales, no hay flujo de corriente eléctrica inconvenientes en el conductor de puesta a tierra. Si por el uso de múltiples conexiones a tierra, se tiene un flujo de corriente eléctrica inconveniente en un conductor de puesta a tierra, se recomienda tomar una o varias de las siguientes medidas.

- a) Eliminar una o más de las conexiones de puesta a tierra.
- b) Cambiar la localización de las conexiones puesta a tierra.
- c) Interrumpir la continuidad del conductor entre las conexiones de puesta a tierra.
- d) Otras medidas efectivas para limitar la corriente eléctrica, de acuerdo con un estudio confiable.

La conexión de puesta a tierra en el transformador de alimentación, no debe de ser removida.

Las corrientes eléctrica instantáneas que se presentan bajo condiciones anormales, mientras los conductores de puesta a tierra están desempeñando sus funciones de protección, no se consideran como inconvenientes.

El conductor debe tener capacidad para conducir la corriente eléctrica de falla, prevista en el tiempo que dure la falla sin sobrecarga térmica o sin la formación eléctrica excesiva. Véase 921-10.

**921-7 Material de los conductores de puesta a tierra.** En todo caso los conductores de puesta a tierra deben de ser de cobre o de aluminio y ser posible no deben de tener empalmes. Si los empalmes son inevitables deben de estar hechos y conservados de tal forma que no se incremente considerablemente la resistencia del conductor, y deben de tener adecuadas características mecánicas y de resistencia a la corrosión. Para apartarrayos y detectores de tierra, el conductor de puesta a tierra debe de ser tan corto y exento de curvas cerradas (ángulo menores a 90°) como sea posible.

La estructura metálica de un edificio o de otra construcción, pueden servir como conductor de puesta a tierra y como un aceptable electrodo de tierra, si cumple con lo indicado en 921-25.

**921-8 Desconexión del conductor de puesta a tierra.** En ningún caso debe de insertarse un dispositivo de desconexión en el conductor de puesta a tierra, excepto cuando su operación ocasione también la desconexión automática de los conductores del circuito que alimenta al equipo, conectado a tierra por medio de dicho equipo.

Excepción. Se permite la desconexión temporal del conductor de puesta a tierra para propósitos de prueba, hecha bajo supervisión de personal calificado.

**921-9 Medios de conexión.** La conexión el conductor de puesta a tierra y los diferentes elementos a que están unidos, deben de hacerse por medios que iguale las características del propio conductor y que sean adecuados para la exposición ambiental. Estos elementos incluyen soldaduras, conectores mecánicos o de compresión y zapatas o abrazaderas de puesta a tierra.

**921-10 Capacidad de conducción de corriente y resistencia mecánica.** “La capacidad de conducción de corriente de tiempo corto” de un conductor desnudo puesta a tierra, es la corriente eléctrica que éste puede soportar durante el tiempo que circula la corriente eléctrica, sin fundirse o cambiar su estado, bajo las tensiones eléctricas aplicadas. Si el conductor de puesta a tierra está aislado, su “capacidad de conducción de corriente de tiempo corto” es la corriente eléctrica que puede conducir durante el tiempo prescrito, sin que se dañe el aislamiento. Cuando en un local existan conductores de puesta a tierra en paralelo, puede considerarse la capacidad de corriente total incrementada.

a) Para sistemas conectados a tierra en un solo punto. El conductor de puesta a tierra para un sistema conectados a tierra en un solo punto, por medio de un electrodo o grupo de electrodos debe de tener una “capacidad de conducción de corriente de tiempo corto” adecuada para la corriente eléctrica de falla que pueda circular por el propio conductor durante el tiempo de operación del dispositivo de protección del sistema. Si este valor no puede ser fácilmente determinado, la capacidad de conducción de corriente permanente del conductor de puesta a tierra no debe de ser menor que la corriente eléctrica a plena carga del transformador o de otra fuente de alimentación.

b) Para sistemas de c.a. con múltiples conexiones de puesta a tierra. El conductor de puesta a tierra para un sistema de c.a. con tierras en más de un lugar, excluyendo las tierras de los servicios a usuarios, debe de tener una capacidad continua de conducción de corriente, en cada localización, cuando menos igual a un quinto de capacidad de los conductores del sistema al que están unidos. (Véase el inciso (c) de esta sección).

c) Para apartarrayos primarios. El conductor de puesta a tierra debe de tener adecuada “capacidad de conducción de corriente de tiempo corto”, bajo las condiciones de corriente eléctrica excesiva causada por una onda. En ningún caso, el conductor de puesta a tierra de un apartarrayos individual debe de ser tamaño nominal menor a  $13.30 \text{ mm}^2$  (6 AWG) de cobre, o a  $21.15 \text{ mm}^2$  (4 AWG) de aluminio.

Cuando la flexibilidad del conductor de puesta a tierra es vital en la operación del apartarrayos, tal como cerca de la base del mismo, debe de emplearse conductores flexibles adecuados.

d) Para equipo, mensajeros y retenidas. El conductor de puesta a tierra para equipo, canalizaciones, mensajeros, retenidas, cubiertas metálicas de cables y otras cubiertas metálicas de conductores debe de tener la “capacidad de conducción de corriente de tiempo corto” adecuada para corriente eléctrica de falla disponible y para el tiempo de operación del dispositivo de

protección del sistema. Si no se prevé protección contra sobrecorriente o falla, la capacidad de conducción de corriente del conductor de puesta a tierra debe de determinarse con base a las condiciones de diseño y operación del circuito, pero no debe de ser menor  $8.37 \text{ mm}^2$  (8 AWG) de cobre.

Cuando las cubiertas metálicas de los conductores y sus uniones a las cubiertas del equipo tienen la continuidad y capacidad de corrientes requeridas, se puede usar como medio de puesta a tierra del equipo.

e) Límite de capacidad de conducción de corriente. El conductor de puesta a tierra no necesita tener mayor capacidad de conducción de corriente que cualquiera de las siguientes:

- 1). La de dos conductores de fase que suministrarían la corriente eléctrica de falla a tierra.
- 2). La corriente eléctrica máxima que puede circular por el conductor, hacia el electrodo a que esté unido. Para conductores simples de puesta a tierra, esta corriente eléctrica será igual a la tensión eléctrica de suministro dividida entre la resistencia del electrodo (aproximadamente).

f) Resistencia mecánica. Todo conductor de puesta a tierra debe de tener resistencia mecánica adecuada para las condiciones a que esté sometido, dentro de los límites razonables. Además los conductores de puesta a tierra sin protección, deben de tener una resistencia a la tensión no menor al tamaño nominal de  $8.37 \text{ mm}^2$  (8 AWG) de cobre.

### **921-12. Separación de conductores de puesta a tierra.**

a) Excepto cuando lo permite en inciso (b) siguiente, los conductores de puesta a tierra para equipos y circuitos de las clases indicadas a continuación deben correr separadamente hasta sus propios electrodos.

2. Apartarrayos de circuitos de más de 750 V y armazones de equipo que operen a más de 750 V.
3. Circuitos de alumbrado y fuerza.
4. Puntas de pararrayos (protección contra descargas atmosféricas), a menos que estén conectadas a una estructura metálica puesta a tierra.

Como alternativa los conductores de puesta a tierra pueden correr separadamente hasta una barra colectora de tierra o un cable puesta a tierra del sistema, que esté conectado a tierra en varios lugares

- b) Los conductores de puesta a tierra para cualquiera de las clases de equipo indicadas en (a)(1) y (a) (2) anteriores, pueden conectarse entre sí utilizando un solo conductor, siempre que:
1. Haya una conexión directa a tierra en cada localización de apartarrayos.
  2. El conductor neutro secundario sea común con el conductor neutro primario o los dos estén trenzados entre sí.
- c) Los circuitos primario y secundario que utilicen un conductor neutro común, deben de tener cuando menos una conexión de puesta a tierra por cada 400 m de línea, sin incluir las conexiones puesta a tierra en los servicios del usuarios.
- d) Cuando se usen electrodos independientes para sistemas separados, deben de emplearse conductores de puesta a tierra separados. Si se usan electrodos múltiples para reducir la resistencia a tierra; estos pueden unirse entre sí y conectarse a un solo conductor de puesta a tierra.
- e) Se recomienda que los electrodos artificiales para apartarrayos de sistemas eléctricos no conectados a tierra, que operen a tensiones eléctricas que excedan de 15 kV entre fases, estén separados cuando menos 6 m de cables de comunicación subterráneos.

**921.13. Electrodo de puesta a tierra.** El electrodo de puesta a tierra debe de ser permanente y adecuado para el sistema eléctrico de que se trate. Un electrodo común (o un sistema de electrodos) debe de emplearse para conectar a tierra los sistemas eléctricos y las envolventes metálicas de conductores y al equipo servido por el mismo sistema. El electrodo de tierra debe de ser alguno de los especificados en 921-14 y 921-22.

**921-19. Conexión a tierra de partes metálicas de transformadores.** Aplicar lo indicado en 450-10 y lo correspondiente al tipo de instalación.

## D. Subestaciones

**951-25 Características del sistema de tierra.** Las características de los sistemas de tierra deben cumplir con lo aplicable del artículo 250.

a) Disposición física. El cable que forme el perímetro exterior del sistema, debe ser continuo de manera que encierre el área en que se encuentra el equipo de la subestación.

En subestaciones tipo pedestal se requiere que el sistema de tierra que confinado dentro del área que proyecta el equipo sobre el suelo.



Excepción: En subestaciones tipo poste o pedestal se acepta como sistema de tierras la conexión del equipo a uno o más electrodos. La resistencia del sistema de tierra total debe de cumplir con los valores indicados en el inciso (b) de esta sección.

b) Resistencia a tierra del sistema. La resistencia eléctrica total del sistema de tierra incluye todos los elemento que la forman, debe conservarse a un valor menor a lo indicado en la tabla siguiente:

Resistencia ( $\Omega$ )	Tensión eléctrica máxima (kV)	Cantidad máxima (kVA)
5	mayor a 34,5	mayor a 250
10	34,5	Mayor a 250
25	34.5	250

Excepción: Para terrenos con resistividad eléctrica mayor a 300  $\Omega - m$ , se permiten que los valores anteriores de resistencia de tierra sean el doble para cada caso.

Deben de efectuarse pruebas periódicas durante la operación en los registros para comprobar que los valores del sistema de tierra se ajustan a los valores del diseño; así mismo, repetir periódicamente estas pruebas para comprobar que se conservan las condiciones originales, a través del tiempo y de preferencia en época de estiaje.

c) Sistemas con transformador. Cuando se requiera de un transformador para obtener la referencia a tierra aplicar lo indicado en 450-5.

**921-26 Puesta a tierras de cercas metálicas.** Las cercas metálicas pueden ocupar una posición sobre la periferia del sistema de tierra. Debido a que los gradientes de potencial son más altos se deben de tomar las medidas siguientes:

- Si la cerca se coloca dentro de la zona correspondiente a la malla, debe de ser puesta a tierra.
- Si la cerca se encuentra fuera de la zona correspondiente a la malla puede colocarse por lo menos a 2 m del límite de la malla.

**921-27 Puesta a tierra de rieles y tubos para agua y gas.**

a) Rieles. Los rieles de escape (espuelas) de ferrocarril que entren a una subestación no deben de conectarse al sistema de tierra de la subestación. Deben de aislarse una o más partes de juntas de los rieles donde éstos salen del área de la red de tierra.

b) Tubos para agua y gas. Los tubos metálicos para agua, gas y las cubiertas metálicas de cables que estén enterrados dentro del área de la subestación deben de conectarse al sistema de tierra, en varios puntos.

Nota: Primero se debe instalar el sistema de tierra de acuerdo a su valor óptimo para la instalación eléctrica y después conectar los tubos para gas al sistema.

#### **921-28 Puesta a tierra de partes no-conductoras de corriente eléctrica.**

a) Las partes metálicas expuestas que no conducen corriente eléctrica, y las defensas metálicas del equipo, deben de conectarse a tierra.

b) Con excepción de equipo instalado en lugares húmedos o lugares peligrosos, las partes metálicas que no conducen corriente eléctrica, pueden no conectarse a tierra, siempre que sean inaccesibles o que se protejan por medio de resguardo.

Esta última protección debe de impedir que se puedan tocar inadvertidamente las partes metálicas mencionadas y simultáneamente algún otro objeto puesto a tierra.

c) Las estructuras de acero de la subestación deben de ser puestas a tierra.

**921-29 Conexión de puesta a tierra de cercas metálicas.** Toda cerca metálica que cruce con líneas suministradoras en áreas no urbanizadas, deben de conectarse a tierra, a uno y otro lado del cruce, a una distancia sobre el eje de la cerca y no mayor a 45 m. En caso de existir una o más puertas o cualquier otra condición que interrumpa la continuidad de la cerca, ésta debe aterrizar en el extremo más cercano al cruce con la línea.

Esta conexión de puesta a tierra debe de efectuarse uniendo todos los elementos metálicos con la cerca.

**921-30 Conductor de puesta a tierra común para el circuito, canalizaciones metálicas y equipo.** Si la capacidad de conducción del conductor de puesta a tierra del circuito, satisface también el requerimiento para la conexión de puesta a tierra del equipo, este conductor puede usarse para ambos fines. Dentro de dicho equipo se incluyen los armazones y cubiertas de los componentes auxiliares y de control el sistema eléctrico, canalizaciones metálicas, pantallas de cables y otras cubiertas.

## CONCLUSIONES

En el mantenimiento de los equipo eléctricos uno de los parámetros que se tienen para indicarnos si el equipo se encuentra en buenas condiciones son las pruebas no destructivas que se le pueden realizar.

Así tenemos que en las Subestaciones Eléctricas se deben de llevar un programa de mantenimiento y de las pruebas que se le realizan, para detectar sus posibles fallas y programar su corrección antes que se presente la falla, ya que si se presentará afectaría a todo el sistema eléctrico de la planta.

Además se debe de llevar un registro de las pruebas, para obtener una estadística y así predecir su comportamiento.

Por lo que la implementación de un buen programa de Mantenimiento Preventivo se recomienda ampliamente.

En este tipo mantenimiento deben de participar varias personalidades de una empresa en donde cada una tiene una responsabilidad que afectará positivamente o negativamente según el tipo de empresa, por lo que los responsables del mantenimiento se deben de relacionar con las personas ya sea de producción, del administrativo, de supervisión, los operano, etc. Con lo debe de llevar un informe de todas las observaciones que se hagan al equipo y como conjuntamente pueden resolver el problema.

La seguridad en la planta industrial es otro de los aspectos que el Ingeniero responsable del mantenimiento debe de tomar en cuenta, ya que en él recae la integridad del personal y del los bienes de la planta por lo que la observancia de la NOM es muy importante para el manejo de la energía eléctrica en forma segura.

## BIBLIOGRAFÍA

Transformadores de Distribución

Avelino Pérez Pedro

Reverté Ediciones, S.A. de C.V.

Manual de Instalaciones Eléctricas Residenciales e Industriales

Gilberto Enríquez Harper

Editorial Limusa, S.A. de C.V.

Instalaciones Eléctricas

Neagu Bratu Serbán

Eduardo Campero Littlewood

Alfaomega Grupo Editor, S.A. de C.V.

Introducción a la Ingeniería Eléctrica

William H. Roadstrum

Dan H. Wolaver

Harla, S.A. de C V

Mantenimiento a Instalaciones Básicas

Jesús A. Ávila Espinosa

Sociedad Mexicana de Mantenimiento, A.C.

Conceptos Básicos del Mantenimiento

Jesús A. Ávila Espinosa

Sociedad Mexicana de Mantenimiento, A.C.